

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал  
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**  
**КАФЕДРА**

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Г.Н.Чистяков  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код - наименование направления

Электроснабжение III дачного массива п. Завидное Муниципального образования  
«Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г. доцент каф. ЭЭ,к.э.н. Н.В.Дулесова  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г. А.С.Балакин  
подпись дата инициалы , фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г. А.В.Коловский  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Абакан 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –  
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

**«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Г.Н.Чистяков  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту \_\_\_\_\_ Балакину Андрею Сергеевичу  
(фамилия, имя, отчество)

Группа 3ХЭн-12-01 (3-12) Направление (специальность)  
номер  
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код, наименование

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение III дачного массива п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

Утверждена приказом по университету №145 от 28.02.2017г.

Руководитель ВКР Дулесова Н.В., к.э.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»  
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР генеральный план п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

Перечень разделов ВКР:

Введение

1 Теоретическая часть

2 Аналитическая часть

3 Выбор расположения трансформаторных подстанций

4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии

5 Расчет схем распределительной сети 10 кВ

6 Выбор оборудования

7 Технико-экономическое сравнение двух вариантов схем распределительных сетей 10 кВ

8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

9 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников

10 Повышение энергоэффективности в энергосистеме. Модернизация наружного освещения

Заключение

Список используемых источников

Перечень графического материала:

1. Генеральный план III дачного массива п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»
2. Однолинейная схема электроснабжения
3. Модернизация наружного освещения

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

/Н.В. Дулесова

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

/А.С. Балакин

инициалы, фамилия

05 октября 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение III дачного массива п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ» содержит 80 страниц текстового документа, 26 использованных источников, 3 листа графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИЧНОСТЬ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, КАЧЕСТВО.

Объектом исследования является –III дачный массив п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

Актуальность темы состоит в том, что, выполняем проектирование перспективной и востребованной схемы электроснабжения дачного массива п. Завидное.

Предметом исследования является методы и способы проектирования наиболее экономичной СЭС.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является электроснабжение III дачного массива п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

В течение проработки работы были получены следующие результаты:

- определены расчётные электрические нагрузки;
- выбраны схемы распределения электроэнергии;
- рассчитаны токи короткого замыкания;
- выбрано основное оборудование и проверено по условиям короткого замыкания;
- установлено, что система электроснабжения удовлетворяет требованиям надежности и экономичности;
- предложены пути и мероприятия по строительству рациональной, экономически эффективной и актуальной системы электроснабжения.
- предложены мероприятия по модернизации наружного освещения

## **THE ABSTRACT**

Bachelor's work on the topic "Power supply of the third dacha massif in the village of Zavidnoye Municipal formation" Altai district of the Beloyarskiy rural council of the RK "contains 80 pages of a text document, 26 used sources, 3 sheets of graphic material.

ELECTRICAL SUPPLY, EQUIPMENT, QUALITY, ELECTRICITY, RELIABILITY, ECONOMICITY, ENERGY SAVING, ENERGY EFFICIENCY.

The object of the study is the -III dacha massif of the Zavidnoye settlement of the Municipal formation "Altai district of the Beloyarskiy rural Soviet of the RK"

The relevance of the topic is that, we are designing a promising and in-demand scheme of power supply for the dacha massif in the village of Zavidnoye.

The subject of the study is methods and methods of designing the most economical SES.

The purpose of the final qualifying work is the provision of power supply for the III dacha massif in the village of Zavidnoye Municipal Formation "Altai District of the Beloyarskiy Village Soviet of the RK"

During the study of the work the following results were obtained:

- calculated electrical loads;
- electrification schemes have been chosen;
- short-circuit currents are calculated;
- the main equipment was selected and checked for short circuit conditions;
- it is established that the power supply system meets the requirements of reliability and economy;
- proposed ways and measures for the construction of a rational, cost-effective and up-to-date electricity supply system.
- proposed measures for the modernization of outdoor lighting

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	
1 Теоретическая часть.....	
Характеристика проектируемых объектов жилой застройки.....	
1 Напряжение проектируемой системы электроснабжения.....	0
2 Перспективный план развития электрических сетей п. Завидное Муниципального	
.3 образования «Алтайский район Белоярского сельского совета	
РХ».....	0
2 Аналитическая часть.....	2
Расчёт электрических нагрузок в жилом секторе.....	2
1 Выбор трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов	
.2 .....	1
Расчет потерь мощности и активной энергии в трансформаторах.	
.3	6
3 Выбор расположения трансформаторных подстанций.....	7
4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии	
.....	1
5 Расчет схем распределительной сети 10 кВ.....	4
Расчет потокораспределения мощности вариантов распределительной сети 10	
.1 кВ.....	4
Выбор проводов в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии	
.2 в линиях.....	6
6 Выбор оборудования.....	9
Выбор оборудования на напряжение 10 кВ.....	9
.1	9
Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ.....	0
.2	0

7 Технико-экономическое сравнение двух вариантов схем распределительных сетей 10 кВ.....	1
8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания.....	7
8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	7
8.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ.....	0
8.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в жилом секторе.....	2
8.4 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1кВ....	5
8.5 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам КЗ.....	6
8.6 Расчет воздушной линии на термическую стойкость.....	6
9 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников.....	8
9.1 Самый удаленный электроприемник.....	8
9.2 Самый мощный электроприемник.....	5
10 Повышение энергоэффективности в энергосистеме. Модернизация наружного освещения.....	0
10.1 Моделирование освещения проезжей части поселка.....	5
10.1 Заключение.....	7
Список используемых источников.....	8

## **ВВЕДЕНИЕ**

Объектом исследования являются электрические сети вновь строящегося п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ».

Предметом исследования являются способы проектирования электрических сетей.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является электроснабжение 3 дачного массива п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ»

В течение работы над выпускной квалификационной работой были получены следующие результаты:

- представлены данные для проектирования
- составлены схемы электроснабжения потребителей п. Завидное
- выполнены расчеты нагрузок жилых зданий
- выполнен анализ электрической сети с учетом привязок к существующей сети и предложены мероприятия по повышению и обеспечению энергоэффективности.



## **1 Теоретическая часть**

### **1.1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки**

Проектируемая территория расположена в юго-западной части территории Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ». На момент проектирования территория частично застроена.

В границах проектируемой территории размещено 650 коттеджей. Площадь проектируемого территории  $S=9300\text{м}^2$

Электрические бытовые приемники рассчитаны на однофазное напряжение 220 В частоты 50 Гц. Помимо бытовых приемников в зданиях предусмотрено электрическое отопление с трехфазным напряжением 380 В, частотой 50 Гц переменного тока. Поэтому на вводе в коттедж принимаем напряжение 380 В переменного тока промышленной частоты 50 Гц.

Климат – резко континентальный, с резко выраженным годовым и суточным ходом температур воздуха.

Проектируемая территория расположена в районе степной зоны, характеризующейся жарким летом, холодной зимой, резким колебанием температуры воздуха и недостаточным количеством атмосферных осадков.

Продолжительность теплого периода – 115 дней. Продолжительность устойчивых морозов – 25 дня.

Преобладающие ветра – юго-западного направления, в году погода с сильным (более 15 м/с) ветром наблюдается 45 дней. Наиболее часты ветры в летний период. Среднегодовая скорость ветра – 2,9 м/с.

Устойчивый снежный покров ложится в конце ноября. Разрушение снежного покрова начинается в конце марта и заканчивается в середине апреля. Устойчивый снежный покров сохраняется 137 дней. Средняя толщина снежного покрова на открытых местах – 10 см.

Среднегодовая температура воздуха  $-0,2^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум температур воздуха  $-50^{\circ}\text{C}$ , максимум  $+38^{\circ}\text{C}$ , амплитуда колебания температуры воздуха составляет  $88^{\circ}\text{C}$ .

Годовое количество осадков – в среднем 347 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в летний период, 54 % от годовой суммы осадков.

Наибольшая глубина промерзания – 2,85 м.

## **1.2 Напряжение проектируемой системы электроснабжения**

Важным вопросом проектирования сети электроснабжения является выбор напряжения с учётом перспективы развития жилого района и системы напряжений, принятой в энергосистеме. Выбор напряжения системы электроснабжения района производится с учётом сокращения количества трансформации электроэнергии и ликвидации напряжений 6 и 35 кВ.

Для жилого района выбрано напряжение 10 кВ, что обосновывается наличием ПС 110/10кВ «Подсинее», которая выбрана в качестве источника питания п. Завидное. К тому же для большинства жилых районов наиболее целесообразной является система напряжений 220-110/10 кВ. Напряжение 35 кВ в жилых районах может быть использовано в исключительных случаях при технико-экономических обоснованиях. Поэтому выбор напряжения 10 кВ является наиболее целесообразным.

## **1.3 Перспективный план развития электрических сетей п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ»**

Принято решение Совета депутатов Алтайского района от 18.03.2014 N 78 "Об утверждении Стратегического плана социально-экономического развития Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ до 2025 года»

В число приоритетных направлений деятельности входят:

- увеличение пропускной способности сетей;
- модернизация линий электропередачи;
- расширение электрической сети;
- повышение надежности электроснабжения потребителей за счет строительства новых трансформаторных подстанций, воздушных и кабельных линий.

Задачу проектирования электрических систем следует рассматривать как задачу развития единой энергетической системы района.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство сети. Необходимо также принимать меры к уменьшению ежегодных расходов на эксплуатацию электрической сети. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

Энергоэффективность и энергосбережение являются неотъемлемой частью строительства и развития жилого района. Для каждого общественного объекта недвижимости этажностью выше двух этажей, по завершению строительства, необходимо провести, с помощью подрядной организации, энергетическое обследование. Посредством, которого выдаются энергетические паспорта и только после пройденного обследования объекты вводятся в эксплуатацию. Статья 11п. 7 и п.8 ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" [25].

Направление экология и рациональное природопользование является одним из приоритетных направлений в инновационном развитии Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ. Основные положения [26], [27],[28],[29].

## **2 Аналитическая часть**

### **2.1 Расчёт электрических нагрузок в жилом секторе**

Правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором для выбора количества и мощности трансформаторных подстанций, сечений кабелей, защитной аппаратуры, электрооборудования и электроконструкций.

Электрическая нагрузка жилых домов является величиной не постоянной. В жилых зданиях нагрузка определяется при помощи удельной нагрузки (киловатт на одну квартиру). Величина удельной нагрузки зависит от размера жилой площади коттеджа, вида кухонных электроприборов, электрического отопления.

Дома различаются по площади:

Тип А – 250 м<sup>2</sup>;

Тип Б – 180 м<sup>2</sup>;

Тип В – 150 м<sup>2</sup>;

Тип Г – 120 м<sup>2</sup>;

Расчёт нагрузок коттеджей представлен в таблицах 2.1-2.4

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок частного дома категории А

Наименование ЭП		Кол-во ЭП	Установл. мощность	Общая кВт	Коэфф. Спроса	Коэффиц. Мощности		Расчетн ая мощнос ть	Реактивна я мощность	Полная мощность	Расчетн ый ток фаза А	Расчет ный ток фаза В	Расчет ный ток фаза С	Номинал авт. выключат
Обозначение		шт.	Р. кВт	Р <sub>у</sub> . кВт	К <sub>с</sub>	cosφ	tg φ	P <sub>p</sub> =P <sub>у</sub> ·K с, кВт	Q <sub>p</sub> =P <sub>p</sub> ·tg φ, кВар	S <sub>p</sub> =√(P <sub>p</sub> <sup>2</sup> +Q <sub>p</sub> <sup>2</sup> ), кВА	I <sub>p</sub> =S/U, А	I <sub>p</sub> =S/U, А	I <sub>p</sub> =S/U , А	А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Варочная панель (электрическая плита)	1,00	5,00	5,00	0,40	1,00	0,0	2,00	0,00	2,00	3,03	3,03	3,03	20/УЗО
2	Посудомоечная машина	1,00	2,20	2,20	0,30	0,80	0,75	0,66	0,50	0,83		3,00		16/УЗО
3	Вентиляция	3,00	0,30	0,90	0,50	0,70	1,02	0,45	0,46	0,64	0,68	0,68	0,68	2
4	Розетки силовые (группы)	3,00	2,40	7,20	0,30	0,80	0,75	2,16	1,62	2,70	3,27	3,27	3,27	16
5	Освещение (группы)	3,00	0,40	1,20	0,70	1,00	0,00	0,84	0,00	0,84	1,27	1,27	1,27	6
6	Холодильник	1,00	0,60	0,60	0,50	0,70	1,02	0,30	0,31	0,43			1,36	10
7	Холодильник_2	1,00	1,10	1,10	0,50	0,70	1,02	0,55	0,56	0,79	2,50			10
8	Эл. обогреватель	3,00	1,80	5,40	0,80	1,00	0,00	4,32	0,00	4,32	6,55	6,55	6,55	16
9	Теплые полы	3,00	1,10	3,30	0,80	1,00	0,00	2,64	0,00	2,64	4,00	4,00	4,00	16/УЗО

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
10	Телевизор, компьютер, музыкальный центр	3,00	0,50	1,50	0,80	1,00	0,00	1,20	0,00	1,20	1,82	1,82	1,82	6
11	Сауна (10м³)	1,00	6,90	6,90	0,10	1,00	0,00	0,69	0,00	0,69	1,05	1,05	1,05	20/УЗО
12	Стиральная машина	1,00	2,00	2,00	0,10	0,80	0,75	0,20	0,15	0,25			0,91	16/УЗО
	Итого ВСЕГО ДОМ			37,30				16,01	3,59	17,32	<b>24,17</b>	<b>24,67</b>	<b>23,94</b>	
Нагрузки цокольного этажа														
1	Циркуляционные насосы	4,00	0,15	0,60	1,00	0,80	0,75	0,60	0,45	0,75	1,36	0,68	0,68	10
2	Глубинный насос	1,00	1,20	1,20	0,80	0,80	0,75	0,96	0,72	1,20	1,81	1,81	1,81	10
3	Освещение	1,00	0,20	0,20	0,10	1,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,09			6
4	Отопительный электрокотел	1,00	13,20	13,20	0,40	0,80	0,75	5,28	3,96	6,60	0,00	0,00	0,00	32
5	Внешнее освещение	5,00	0,15	0,75	0,30	1,00	0,00	0,23	0,00	0,23	0,68	0,68	0,34	2
	Итого ВСЕГО			15,95				7,09	5,13	8,80	<b>3,95</b>	<b>3,18</b>	<b>2,84</b>	
	ИТОГО общая мощность/ токи по фазам			53,25				<b>23,10</b>	8,72	<b>26,12</b>	<b>28,12</b>	<b>27,85</b>	<b>26,78</b>	
	Максимальные токи (А) 15% перегрузка										<b>32,34</b>	<b>32,02</b>	<b>30,79</b>	40
	Кратковременные перегрузки (А) 30 сек. - 70%										<b>47,80</b>	<b>47,34</b>	<b>45,52</b>	
	Неравномерность нагрузки фаз (ΔМ%) * (Процентное отношение максимально загруженной фазы к минимально загруженной фазе)									4,0				

Таблица 2.2 – Расчет нагрузок частного дома категории Б

Наименование ЭП		Кол-во ЭП	Установл. мощность	Общая кВт	Кэфф. Спроса	Кэффиц. Мощности		Расчетная мощность	Реактивная мощность	Полная мощность	Расчетный ток фаза А	Расчетный ток фаза В	Расчет ный ток фаза С	Номин ал авт. выклю чат
Обозначение		шт.	Р, кВт	Р <sub>у</sub> , кВт	Кс	cosφ	tg φ	Р <sub>р</sub> =Р <sub>у</sub> *Кс, кВт	Q <sub>р</sub> =Р <sub>р</sub> *tgφ, кВар	Sp=√(P <sub>р</sub> <sup>2</sup> + Q <sub>р</sub> <sup>2</sup> ), кВА	I <sub>р</sub> =S/U, А	I <sub>р</sub> =S/U, А	I <sub>р</sub> =S/U, А	А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Варочная панель (электрическая плита)	1,00	5,00	5,00	0,40	1,00	0,00	2,00	0,00	2,00	3,03	3,03	3,03	20/УЗО
2	Посудомоечная машина	1,00	2,20	2,20	0,30	0,80	0,75	0,66	0,50	0,83		3,00		16/УЗО
3	Вентиляция	3,00	0,30	0,90	0,50	0,70	1,02	0,45	0,46	0,64	0,68	0,68	0,68	2
4	Розетки силовые (группы)	3,00	2,40	7,20	0,30	0,80	0,75	2,16	1,62	2,70	3,27	3,27	3,27	16
5	Освещение (группы)	3,00	0,40	1,20	0,70	1,00	0,00	0,84	0,00	0,84	1,27	1,27	1,27	6
6	Холодильник	1,00	1,10	1,10	0,50	0,70	1,02	0,55	0,56	0,79	2,50			10
7	Эл. обогреватель	3,00	1,80	5,40	0,80	1,00	0,00	4,32	0,00	4,32	6,55	6,55	6,55	16
8	Теплые полы	1,00	1,10	1,10	0,80	1,00	0,00	0,88	0,00	0,88			1,33	16/УЗО
9	Телевизор, компьютер, музыкальный центр	3,00	0,50	1,50	0,80	1,00	0,00	1,20	0,00	1,20	1,82	1,82	1,82	6
10	Стиральная машина	1,00	2,00	2,00	0,10	0,80	0,75	0,20	0,15	0,25			0,91	16/УЗО

## Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Итого ВСЕГО ДОМ			27,60				13,26	3,29	14,44	<b>19,12</b>	<b>19,62</b>	<b>18,86</b>	
Нагрузки цокольного этажа														
1	Циркуляцион- ные насосы	3,00	0,15	0,45	1,00	0,80	0,75	0,45	0,34	0,56	0,51	0,51	0,51	10
2	Глубинный насос	1,00	1,20	1,20	0,80	0,80	0,75	0,96	0,72	1,20	1,81	1,81	1,81	10
3	Освещение	1,00	0,20	0,20	0,10	1,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,09			6
4	Отопительный электродотел	1,00	9,60	9,60	0,40	0,80	0,75	3,84	2,88	4,80	0,00	0,00	0,00	32
5	Внешнее освещение	4,00	0,15	0,60	0,30	1,00	0,00	0,18	0,00	0,18	0,55	0,27	0,27	2
	Итого ВСЕГО			12,05				5,45	3,94	6,76	<b>2,96</b>	<b>2,60</b>	<b>2,60</b>	
	ИТОГО общая мощность/ токи по фазам			39,65				<b>18,71</b>	7,22	<b>21,21</b>	<b>22,08</b>	<b>22,22</b>	<b>21,46</b>	
	Максимальные токи (А) 15% перегрузка										<b>25,40</b>	<b>25,55</b>	<b>24,68</b>	40
	Кратковременные перегрузки (А) 30 сек. - 70%										<b>37,54</b>	<b>37,77</b>	<b>36,49</b>	
	Неравномерность нагрузки фаз (ΔМ%) * (Процентное отношение максимально загруженной фазы к минимально загруженной фазе)										3,1			



Таблица 2.3 – Расчет нагрузок частного дома категории В

Наименование ЭП		Количество ЭП	Уст. мощно сть	Общая кВт	Коэфф. Спроса	Коэффици. Мощности		Расчетная мощность	Реактивная мощность	Полная мощность	Расчет ный ток фаза А	Расчет ный ток фаза В	Расчет ный ток фаза С	Номинал авт. выключа т
Обозначение		шт.	Р. кВт	Р <sub>у</sub> . кВт	Кс	cosφ	tg φ	P <sub>p</sub> =P <sub>y</sub> *K <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> =P <sub>p</sub> *tgφ, кВар	S <sub>p</sub> =√(P <sub>p</sub> <sup>2</sup> + Q <sub>p</sub> <sup>2</sup> ), кВА	I <sub>p</sub> =S/U , А	I <sub>p</sub> =S/U , А	I <sub>p</sub> =S/U , А	А
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Варочная панель (электрическая плита)	1,00	3,00	3,00	0,40	1,00	0,00	1,20	0,00	1,20	1,82	1,82	1,82	20/УЗО
2	Посудомоечная машина	1,00	1,20	1,20	0,30	0,80	0,75	0,36	0,27	0,45		1,64		16/УЗО
3	Вентиляция	3,00	0,30	0,90	0,50	0,70	1,02	0,45	0,46	0,64	0,68	0,68	0,68	2
4	Розетки силовые (группы)	3,00	2,40	7,20	0,30	0,80	0,75	2,16	1,62	2,70	3,27	3,27	3,27	16
5	Освещение (группы)	3,00	0,40	1,20	0,70	1,00	0,00	0,84	0,00	0,84	1,27	1,27	1,27	6
6	Холодильник	1,00	0,60	0,60	0,50	0,70	1,02	0,30	0,31	0,43			1,36	10
7	Эл. обогреватель	3,00	1,80	5,40	0,80	1,00	0,00	4,32	0,00	4,32	6,55	6,55	6,55	16
8	Телевизор, компьютер, музыкальный центр	3,00	0,50	1,50	0,80	1,00	0,00	1,20	0,00	1,20	1,82	1,82	1,82	6
9	Стиральная машина	1,00	2,00	2,00	0,10	0,80	0,75	0,20	0,15	0,25			0,91	16/УЗО
Итого ВСЕГО ДОМ				23,00				11,03	2,81	12,03	<b>15,41</b>	<b>17,05</b>	<b>17,68</b>	
Нагрузки цокольного этажа														

### Окончание таблицы 2.3

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Циркуляционные насосы	2,00	0,15	0,30	1,00	0,80	0,75	0,30	0,23	0,38		0,34	0,34	10
2	Глубинный насос	1,00	1,20	1,20	0,80	0,80	0,75	0,96	0,72	1,20	1,81	1,81	1,81	10
3	Освещение	1,00	0,20	0,20	0,10	1,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,09			6
4	Отопительный электродотел	1,00	7,20	7,20	0,40	0,80	0,75	2,88	2,16	3,60	0,00	0,00	0,00	32
5	Внешнее освещение	3,00	0,15	0,45	0,30	1,00	0,00	0,14	0,00	0,14	0,20	0,20	0,20	2
	Итого ВСЕГО			9,35				4,30	3,11	5,33	<b>2,11</b>	<b>2,36</b>	<b>2,36</b>	
	ИТОГО общая мощность/ токи по фазам			32,35				<b>15,33</b>	5,91	<b>17,36</b>	<b>17,52</b>	<b>19,41</b>	<b>20,04</b>	
	Максимальные токи (А) 15% перегрузка										<b>20,15</b>	<b>22,32</b>	<b>23,05</b>	40
	Кратковременные перегрузки (А) 30 сек. - 70%										<b>29,78</b>	<b>32,99</b>	<b>34,07</b>	
	Неравномерность нагрузки фаз ( $\Delta M\%$ ) * (Процентное отношение максимально загруженной фазы к минимально загруженной фазе)									3,2				

Таблица 2.4 – Расчет нагрузок частного дома категории Г

Наименование электроприемников		Кол-во ЭП	Уст. мощно сть	Общая кВт	Коэфф. Спроса	Коэффиц. Мощности		Расчетная мощность	Реактивная мощность	Полная мощность	Расчетный ток фаза А	Расчетный ток фаза В	Расчетный ток фаза С	Номинал авт. выключат
Обозначение		шт.	Р. кВт	Р <sub>у</sub> . кВт	Кс	cosφ	tg φ	Р <sub>р</sub> =Р <sub>у</sub> *Кс , кВт	Q <sub>р</sub> =Р <sub>р</sub> *tgφ, кВар	Sp=√(P <sub>р</sub> <sup>2</sup> + Q <sub>р</sub> <sup>2</sup> ), кВА	Ip=S/U, А	Ip=S/U, А	Ip=S/U, А	А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	1
1	Варочная панель (электрическая плита)	1,00	3,00	3,00	0,40	1,00	0,00	1,20	0,00	1,20	1,82	1,82	1,82	20/УЗО
2	Посудомоечная машина	1,00	1,20	1,20	0,30	0,80	0,75	0,36	0,27	0,45		1,64		16/УЗО
3	Вентиляция	3,00	0,30	0,90	0,50	0,70	1,02	0,45	0,46	0,64	0,68	0,68	0,68	2
4	Розетки силовые (группы)	3,00	2,40	7,20	0,30	0,80	0,75	2,16	1,62	2,70	3,27	3,27	3,27	16
5	Освещение (группы)	3,00	0,40	1,20	0,70	1,00	0,00	0,84	0,00	0,84	1,27	1,27	1,27	6
6	Холодильник	1,00	0,60	0,60	0,50	0,70	1,02	0,30	0,31	0,43			1,36	10
7	Телевизор, компьютер, музыкальный центр	3,00	0,50	1,50	0,80	1,00	0,00	1,20	0,00	1,20	1,82	1,82	1,82	6
8	Стиральная машина	1,00	2,00	2,00	0,10	0,80	0,75	0,20	0,15	0,25			0,91	16/УЗО
	Итого ВСЕГО ДОМ			17,60				6,71	2,81	7,71	<b>8,86</b>	<b>10,50</b>	<b>11,14</b>	
Нагрузки цокольного этажа														
1	Циркуляционны й насос	1,00	0,15	0,15	1,00	0,80	0,75	0,15	0,11	0,19			0,17	10

Окончание таблицы 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	1
2	Глубинный насос	1,00	1,20	1,20	0,80	0,80	0,75	0,96	0,72	1,20	1,81	1,81	1,81	10
3	Освещение	1,00	0,20	0,20	0,10	1,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,09			6
4	Отопительный электродотел	1,00	6,00	6,00	0,40	0,80	0,75	2,40	1,80	3,00	0,00	0,00	0,00	32
5	Внешнее освещение	1,00	0,15	0,15	0,30	1,00	0,00	0,05	0,00	0,05		0,07		2
	Итого ВСЕГО			7,70				3,58	2,63	4,45	<b>1,91</b>	<b>1,88</b>	<b>1,99</b>	
	ИТОГО общая мощность/ токи по фазам			25,30				<b>10,29</b>	5,44	<b>12,16</b>	<b>10,77</b>	<b>12,38</b>	<b>13,12</b>	
	Максимальные токи (А) 15% перегрузка										<b>12,38</b>	<b>14,24</b>	<b>15,09</b>	40
	Кратковременные перегрузки (А) 30 сек. - 70%										<b>18,31</b>	<b>21,05</b>	<b>22,31</b>	
	Неравномерность нагрузки фаз ( $\Delta M\%$ ) * (Процентное отношение максимально загруженной фазы к минимально загруженной фазе)									5,6				

## **2.2 Выбор трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов**

В работе предусмотрено электрическое отопление жилых домов. Для каждого типа дома будем принимать мощность отопительного котла:

Тип А – 23,1 кВт;

Тип Б – 18,71 кВт;

Тип В – 15,33 кВт;

Тип Г – 10,29 кВт;

Для расчета мощности ТП 10/0,4 кВ применяем коэффициент совмещения 0,9 (из опыта энергоснабжающих организаций).

От КТП№1,2 запитано 36 коттеджей в границах улиц Рижская и Брянская, Проспекта Ленинградский и Проспекта Минский.

От КТП№3,4 запитано 36 коттеджей в границах улиц Брянская и Тверская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№5,6 запитано 36 коттеджей в границах улиц Тверская и Ростовская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№7,8 запитано 36 коттеджей в границах улиц Ростовская и Свердловская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№9,10 запитано 36 коттеджей в границах улиц Свердловская и Львовская, Проспекта Ленинградский и Проспекта Минский.

От КТП№11,12 запитано 36 коттеджей в границах улиц Львовская и Нижегородская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№13,14 запитано 36 коттеджей в границах улиц Нижегородская и Канская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№15,16 запитано 36 коттеджей в границах улиц Канская и Омская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№17,18 запитано 32 коттеджей в границах улиц Рижская и Брянская, Проспекта Ленинградский и Проспекта Минский.

От КТП№19,20 запитано 32 коттеджей в границах улиц Брянская и Тверская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№21,22 запитано 32 коттеджей в границах улиц Тверская и Ростовская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№23,24 запитано 32 коттеджей в границах улиц Ростовская и Свердловская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№25,26 запитано 32 коттеджей в границах улиц Свердловская и Львовская, Проспекта Ленинградский и Проспекта Минский.

От КТП№27,28 запитано 32 коттеджей в границах улиц Львовская и Нижегородская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№29,30 запитано 32 коттеджей в границах улиц Нижегородская и Канская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

От КТП№31,32 запитано 32 коттеджей в границах улиц Канская и Омская, Проспекта Ленинградский и Проспект Минский.

Для уличного освещения выбираем современные светодиодные лампы 150 Вт (14,5 клм), которые обеспечат экономичное наружное освещение.

Таблица 2.6 – Расчетные параметры КТП №1-16 и КТП№17-32, питающие коттеджи категории В

Наименование	Тип коттеджа	Кол-во	$P_{расч}$ , кВт	$P_{\Sigma расч}$ , кВт	$K_c$	$P_{расч}$ , кВт
1	2	3	4	5	6	7
КТП№1 -16	В	18	15,33	275,94	0,9	248,3
Уличное освещение		11	0,15	1,65	1	1,65
Итого с учетом 5% потерь						250,0
КТП№17-32	В	16	15,33	245,3	0,9	220,8
Уличное освещение		10	0,15	1,5	1	1,5
Итого с учетом 5% потерь						222,3

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учётом минимального необходимого резервирования в аварийном режиме.

Индивидуальная застройка жилого района относится к потребителям 3-й категории по надёжности электроснабжения. Основными потребителями при выборе числа трансформаторов являются: надёжность электроснабжения, а также минимум приведённых затрат на трансформаторы. Следовательно, устанавливаем подстанции с одним трансформатором.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{расч.мах} = \frac{P_{расч}}{\cos \varphi_{ср.вз}} \quad (2.1)$$

где  $S_{расч.мах}$  - расчётная активная мощность подстанции, кВт;

$\cos \varphi_{ср.вз}$  - косинус средневзвешенной подстанции.

Коэффициент загрузки определяется:

$$K_3 = \frac{S_{мах.расч}}{n \cdot S_{ном}} \quad (2.2)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, кВт;

$n$  – число трансформаторов.

Коэффициент загрузки лежит в пределах  $K_3=(0,8\div 0,95)$

Коэффициент загрузки определяется:

$$K_{загр} = \frac{S_{расч.мах}}{S_{ном}} \quad (2.3)$$

Рассчитаем необходимую мощность трансформатора:

$$S_{тр} = P_{расч} / \cos \varphi = 250 / 0,98 = 255,1 \text{ кВА}; \quad (3.4)$$

$$K_3 = 255,1 / 400 = 0,64$$

Принимаем мощность трансформатора 400 кВА.

Выбираем КТП№1-16: 1х400/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

$$S_{\text{тр}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 222,3 / 0,98 = 226,8 \text{ кВА}; \quad (3.5)$$

$$K_{\text{загр}} = 226,8 / 250 = 0,91$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП№17-32: 1х250/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

От КТП №33, №34 запитано 18 коттеджей в границах улицы Рижской, улицы Бородинской, переулка Заречный и проспекта Московский.

Таблица 2.7 – Расчетные параметры КТП№33,34, питающей коттеджи категории А

Наименование	Тип коттеджей	Количество	$P_{\text{расч}}$ , кВт	$P_{\Sigma \text{расч}}$ , кВт	$K_c$	$P$ , кВт
1	2	3	4	5	6	7
КТП№33	А	10	23,1	231	0,9	207,9
Уличное освещение		6	0,15	0,9	1	0,9
Итого с учетом 5% потерь						208,8
КТП№34	А	8	23,1	184,8	0,9	166,3
Уличное освещение		6	0,15	0,9	1	0,9
Итого с учетом 5% потерь						167,2

Необходимую мощность трансформатора рассчитаем по следующей формуле:

$$S_{\text{тр}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 208,8 / 0,98 = 213,1 \text{ кВА}. \quad (2.5)$$

$$K_{\text{загр}} = 213,1 / 250 = 0,85$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП№33: 1х250/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

$$S_{\text{тр}} = P_{\text{расч}} / \cos\varphi = 167,2 / 0,98 = 170,6 \text{ кВА}.$$



$$K_{\text{загр}}=170,6/250=0,68$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП№34: 1х250/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

От КТП №35,36 запитано 14 коттеджей в границах улицы Рижской, улицы Бородинской, переулка Заречный и проспекта Минский.

Таблица 2.8 – Расчетные параметры КТП №35,36, питающей коттеджи категории А

Наименование	Тип коттеджей	Кол-во	$P_{\text{расч}}$ , кВт	$P_{\Sigma \text{расч}}$ , кВт	$K_c$	$P$ , кВт
1	2	3	4	5	6	7
КТП№35,36	А	7	23,1	161,7	0,9	145,5
Уличное освещение		5	0,15	0,75	1	0,75
Итого с учетом 5% потерь						146,3

Необходимую мощность трансформатора рассчитаем по следующей формуле:

$$S_{\text{тр}}=P_{\text{расч}}/\cos\varphi=146,3/0,98=149,2 \text{ кВА.} \quad (2.6)$$

$$K_{\text{загр}}=149,2/160=0,93$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА.

Выбираем КТП№35,36: 1х160/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

От КТП №37,38 запитано 17 коттеджей в границах улицы Омская переулка Московский и проспекта Минский.

Таблица 2.9 – Расчетные параметры КТП №37,38 питающей коттеджи категории Б

Наименование	Количество	Количество	Р <sub>расч</sub> , кВт	Р <sub>Σрасч</sub> , кВт	К <sub>с</sub>	Р, кВт
1	2	2	3	4	5	6
КТП№37	Б	9	18,71	168,4	0,9	151,6
Уличное освещение		6	0,15	0,9	1	0,9
Итого с учетом 5% потерь						152,5
КТП№38	Б	8	18,71	149,7	0,9	134,7
Уличное освещение		5	0,15	0,9	1	0,9
Итого с учетом 5% потерь						135,6

Необходимую мощность трансформатора рассчитаем по следующей формуле:

$$S_{тр} = P_{расч} / \cos\varphi = 152,5 / 0,98 = 155,6 \text{ кВА.} \quad (2.6)$$

$$K_{загр} = 155,6 / 250 = 0,62$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП№37: 1х250/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

$$S_{тр} = P_{расч} / \cos\varphi = 135,6 / 0,98 = 138,4 \text{ кВА.} \quad (2.6)$$

$$K_{загр} = 138,4 / 160 = 0,87$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА.

Выбираем КТП№38: 1х160/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

От КТП №39,40,41 запитано 57 коттеджей в границах переулка Московский, улицы Петропавловской, проспекта Минский и проспекта Ленинградский.

Таблица 2.10 – Расчетные параметры КТП №39,40,41 питающей коттеджи категории Г

Наименование	Количество	Количество	$P_{расч}$ , кВт	$P_{\Sigma расч}$ , кВт	$K_c$	$P$ , кВт
1	2	3	4	5	6	7
КТП № 39,40,41	Г	19	10,29	195,51	0,9	176
Уличное освещение		10	0,15	1,5	1	1,5
Итого с учетом 5% потерь						177,5

Необходимую мощность трансформатора рассчитаем по следующей формуле:

$$S_{тр} = P_{расч} / \cos\varphi = 177,5 / 0,98 = 181 \text{ кВА.} \quad (2.6)$$

$$K_{загр} = 181 / 250 = 0,7$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП №39,40,41: 1х250/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

Таблица 2.11 – Выбор трансформаторов на подстанциях

№ КТП	$S_{тр}$ , кВА	$K_z$	Марка трансформатора
1	2	3	4
1-16	255,1	0,64	1хТМ-400/10/0,4
17-32	226,8	0,91	1хТМ-250/10/0,4
33	213,1	0,85	1хТМ-250/10/0,4
34	170,6	0,68	1хТМ-250/10/0,4
35,36	149,2	0,93	1хТМ-160/10/0,4
37	155,6	0,62	1хТМ-250/10/0,4
38	138,4	0,87	1хТМ-160/10/0,4
39,40,41	181	0,7	1хТМ-250/10/0,4

Для всех КТП коэффициенты загрузки соответствуют требованию.

## 2.3 Расчет потерь мощности и активной энергии в трансформаторах

Потери мощности определим по следующим формулам:

$$\Delta P = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left( \frac{S_{mp}}{S_{НОМ}} \right)^2; \quad (2.7)$$

$$\Delta Q = n \cdot \frac{I_{XX} \%}{100} \cdot S_{НОМ} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{mp}^2}{S_{НОМ}}; \quad (2.8)$$

где  $\Delta P_{XX}$ ,  $\Delta P_K$ ,  $U_K \%$ ,  $I_{XX} \%$  - паспортные данные.

Потери активной энергии определим по формуле:

$$\Delta A = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot \tau_{год} + \tau \cdot \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left( \frac{S_{mp}}{S_{НОМ}} \right)^2; \quad (2.9)$$

где  $\tau_{год}$  – фактическое время работы потребителей в год,  $\tau_{год}=8760$  ч;

$\tau$  – время максимальных потерь,  $\tau=2988$  ч.

Расчет сведем в таблицу 2.12

Таблица 2.12 – Потери мощности и активной энергии в трансформаторах

№ КТП	n·S <sub>тр-в</sub>	$\Delta P_{XX}$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	U <sub>K</sub> , %	I <sub>XX</sub> , %	S <sub>тр</sub> , кВА	S <sub>НОМ</sub> , кВА	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , кВАр	$\Delta A$ , МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-16	1x400	0,93	4,65	4,5	1,9	255,1	400	2,8	18,9	19,1
17-32	1x400	0,93	4,65	4,5	1,9	226,8	250	3,2	16,1	18,9
33	1x400	0,93	4,65	4,5	1,9	213,1	250	3,0	15,6	18,4
34	1x250	0,82	3,7	4,5	2,3	170,6	250	2,5	14,1	16,9
35,36	1x250	0,82	3,7	4,5	2,3	149,2	160	2,3	10,8	13,3
37	1x250	0,82	3,7	4,5	2,3	155,6	250	2,4	13,7	16,5
38	1x250	0,82	3,7	4,5	2,3	138,4	160	2,1	10,4	12,8
39,40,41	1x250	0,82	3,7	4,5	2,3	181	250	2,6	14,4	17,3

### 3 Выбор расположения трансформаторных подстанций

Подстанция является одним из самых основных звеньев системы электроснабжения. Поэтому оптимальное размещение подстанций – важнейший вопрос при построении рациональных систем электроснабжения.

При выборе расположения подстанции в застройке коттеджами электрическая нагрузка рассредоточена по отдельным объектам и выбор места расположения подстанций должен быть связан с архитектурой. Местом установки подстанции будем считать площадки, примыкающие к проезжей части и расположенные в радиусе действия не более 300-400м.

Для выбора установки трансформаторных подстанций используем метод центра электрических нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок выражаются уравнением:

$$X_0 = \frac{\sum_{k=1}^{\mu} P_k \cdot X_k}{\sum_{k=1}^{\mu} P_k}, \quad (3.1)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{k=1}^{\mu} P_k \cdot Y_k}{\sum_{k=1}^{\mu} P_k}, \quad (3.2)$$

где  $P_k$  – мощность к-го дома, кВт;

$X_k, Y_k$  – координаты к-го дома, см.

Координаты домов сведем в таблицу 3.1

На рисунке 3.1 покажем месторасположение КТП 1, для остальных КТП способ расчета места установки и смещение центра электрических нагрузок для установки КТП аналогичен представленному.

Размещение всех КТП представлено на листе №1 графической части работы.

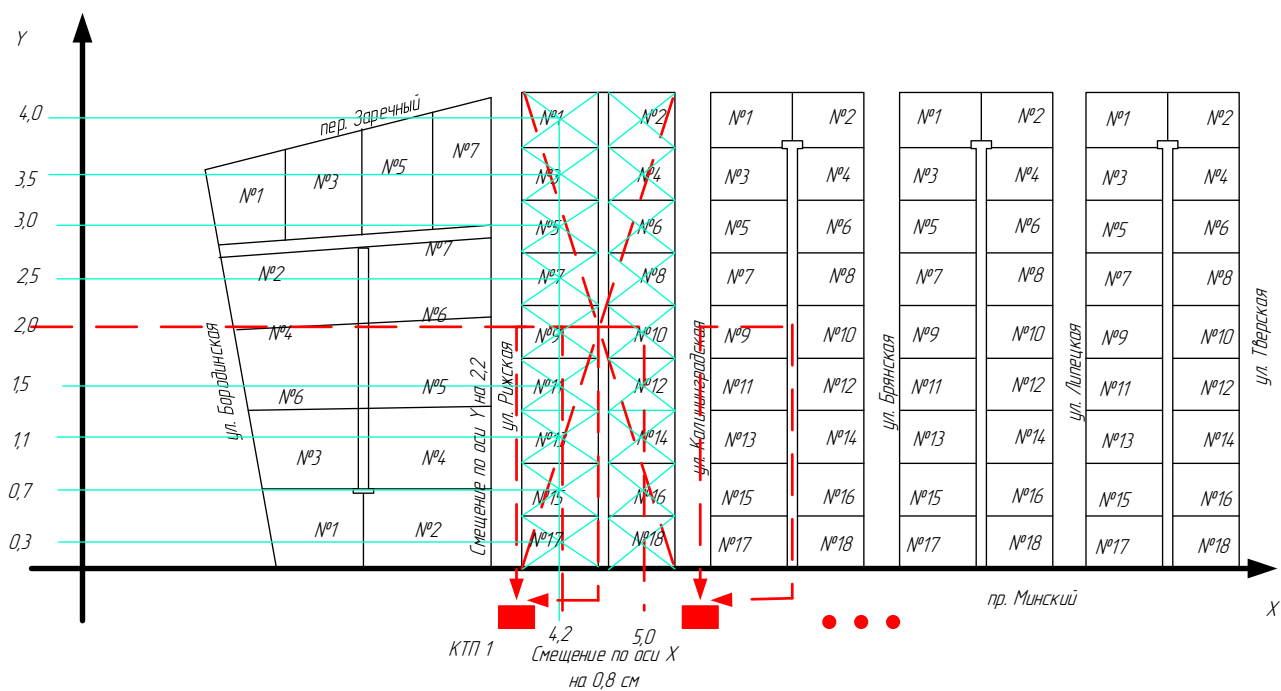


Рисунок 3.1 – Часть генерального плана поселка с указанием места установки КТП 1

Таблица 3.1 – Координаты домов категории В

№ дома	х , см	у , см	Pi, кВт	№ дома	х , см	у , см	Pi, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
КТП №1							
1	4,2	4,0	15,33	2	5,0	4,0	15,33
3	4,2	3,5	15,33	4	5,0	3,5	15,33
5	4,2	3,0	15,33	6	5,0	3,0	15,33
7	4,2	2,5	15,33	8	5,0	2,5	15,33
9	4,2	2,0	15,33	10	5,0	2,0	15,33
11	4,2	1,5	15,33	12	5,0	1,5	15,33
13	4,2	1,1	15,33	14	5,0	1,1	15,33
15	4,2	0,7	15,33	16	5,0	0,7	15,33
17	4,2	0,3	15,33	18	5,0	0,3	15,33
КТП №2							
1	5,9	4,0	15,33	2	6,7	4,0	15,33
3	5,9	3,5	15,33	4	6,7	3,5	15,33
5	5,9	3,0	15,33	6	6,7	3,0	15,33
7	5,9	2,5	15,33	8	6,7	2,5	15,33
9	5,9	2,0	15,33	10	6,7	2,0	15,33
11	5,9	1,5	15,33	12	6,7	1,5	15,33

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
13	5,9	1,1	15,33	14	6,7	1,1	15,33
15	5,9	0,7	15,33	16	6,7	0,7	15,33
17	5,9	0,3	15,33	18	6,7	0,3	15,33
КТП №3							
1	7,6	4,0	15,33	2	8,3	4,0	15,33
3	7,6	3,5	15,33	4	8,3	3,5	15,33
5	7,6	3,0	15,33	6	8,3	3,0	15,33
7	7,6	2,5	15,33	8	8,3	2,5	15,33
9	7,6	2,0	15,33	10	8,3	2,0	15,33
11	7,6	1,5	15,33	12	8,3	1,5	15,33
13	7,6	1,1	15,33	14	8,3	1,1	15,33
15	7,6	0,7	15,33	16	8,3	0,7	15,33
17	7,6	0,3	15,33	18	8,3	0,3	15,33
КТП №4							
1	9,3	4,0	15,33	2	10,0	4,0	15,33
3	9,3	3,5	15,33	4	10,0	3,5	15,33
5	9,3	3,0	15,33	6	10,0	3,0	15,33
7	9,3	2,5	15,33	8	10,0	2,5	15,33
9	9,3	2,0	15,33	10	10,0	2,0	15,33
11	9,3	1,5	15,33	12	10,0	1,5	15,33
13	9,3	1,1	15,33	14	10,0	1,1	15,33
15	9,3	0,7	15,33	16	10,0	0,7	15,33
17	9,3	0,3	15,33	18	10,0	0,3	15,33
КТП №5							
1	11,0	4,0	15,33	2	11,8	4,0	15,33
3	11,0	3,5	15,33	4	11,8	3,5	15,33
5	11,0	3,0	15,33	6	11,8	3,0	15,33
7	11,0	2,5	15,33	8	11,8	2,5	15,33
9	11,0	2,0	15,33	10	11,8	2,0	15,33
11	11,0	1,5	15,33	12	11,8	1,5	15,33
13	11,0	1,1	15,33	14	11,8	1,1	15,33
15	11,0	0,7	15,33	16	11,8	0,7	15,33
17	11,0	0,3	15,33	18	11,8	0,3	15,33
КТП №6							
1	12,7	4,0	15,33	2	13,4	4,0	15,33
3	12,7	3,5	15,33	4	13,4	3,5	15,33
5	12,7	3,0	15,33	6	13,4	3,0	15,33

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
7	12,7	2,5	15,33	8	13,4	2,5	15,33
9	12,7	2,0	15,33	10	13,4	2,0	15,33
11	12,7	1,5	15,33	12	13,4	1,5	15,33
13	12,7	1,1	15,33	14	13,4	1,1	15,33
15	12,7	0,7	15,33	16	13,4	0,7	15,33
17	12,7	0,3	15,33	18	13,4	0,3	15,33
КТП №7							
1	14,5	4,0	15,33	2	15,3	4,0	15,33
3	14,5	3,5	15,33	4	15,3	3,5	15,33
5	14,5	3,0	15,33	6	15,3	3,0	15,33
7	14,5	2,5	15,33	8	15,3	2,5	15,33
9	14,5	2,0	15,33	10	15,3	2,0	15,33
11	14,5	1,5	15,33	12	15,3	1,5	15,33
13	14,5	1,1	15,33	14	15,3	1,1	15,33
15	14,5	0,7	15,33	16	15,3	0,7	15,33
17	14,5	0,3	15,33	18	15,3	0,3	15,33
КТП №8							
1	16,3	4,0	15,33	17,0	10,0	4,0	15,33
3	16,3	3,5	15,33	17,0	10,0	3,5	15,33
5	16,3	3,0	15,33	17,0	10,0	3,0	15,33
7	16,3	2,5	15,33	17,0	10,0	2,5	15,33
9	16,3	2,0	15,33	17,0	10,0	2,0	15,33
11	16,3	1,5	15,33	17,0	10,0	1,5	15,33
13	16,3	1,1	15,33	17,0	10,0	1,1	15,33
15	16,3	0,7	15,33	17,0	10,0	0,7	15,33
17	16,3	0,3	15,33	17,0	10,0	0,3	15,33
КТП №9							
1	18,0	4,0	15,33	2	18,8	4,0	15,33
3	18,0	3,5	15,33	4	18,8	3,5	15,33
5	18,0	3,0	15,33	6	18,8	3,0	15,33
7	18,0	2,5	15,33	8	18,8	2,5	15,33
9	18,0	2,0	15,33	10	18,8	2,0	15,33
11	18,0	1,5	15,33	12	18,8	1,5	15,33
13	18,0	1,1	15,33	14	18,8	1,1	15,33
15	18,0	0,7	15,33	16	18,8	0,7	15,33
17	18,0	0,3	15,33	18	18,8	0,3	15,33
КТП №10							
1	19,7	4,0	15,33	2	20,5	4,0	15,33



Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
3	19,7	3,5	15,33	4	20,5	3,5	15,33
5	19,7	3,0	15,33	6	20,5	3,0	15,33
7	19,7	2,5	15,33	8	20,5	2,5	15,33
9	19,7	2,0	15,33	10	20,5	2,0	15,33
11	19,7	1,5	15,33	12	20,5	1,5	15,33
13	19,7	1,1	15,33	14	20,5	1,1	15,33
15	19,7	0,7	15,33	16	20,5	0,7	15,33
17	19,7	0,3	15,33	18	20,5	0,3	15,33
КТП №11							
1	21,5	4,0	15,33	2	22,3	4,0	15,33
3	21,5	3,5	15,33	4	22,3	3,5	15,33
5	21,5	3,0	15,33	6	22,3	3,0	15,33
7	21,5	2,5	15,33	8	22,3	2,5	15,33
9	21,5	2,0	15,33	10	22,3	2,0	15,33
11	21,5	1,5	15,33	12	22,3	1,5	15,33
13	21,5	1,1	15,33	14	22,3	1,1	15,33
15	21,5	0,7	15,33	16	22,3	0,7	15,33
17	21,5	0,3	15,33	18	22,3	0,3	15,33
КТП №12							
1	23,3	4,0	15,33	2	24,0	4,0	15,33
3	23,3	3,5	15,33	4	24,0	3,5	15,33
5	23,3	3,0	15,33	6	24,0	3,0	15,33
7	23,3	2,5	15,33	8	24,0	2,5	15,33
9	23,3	2,0	15,33	10	24,0	2,0	15,33
11	23,3	1,5	15,33	12	24,0	1,5	15,33
13	23,3	1,1	15,33	14	24,0	1,1	15,33
15	23,3	0,7	15,33	16	24,0	0,7	15,33
17	23,3	0,3	15,33	18	24,0	0,3	15,33
КТП №13							
1	25,0	4,0	15,33	2	25,8	4,0	15,33
3	25,0	3,5	15,33	4	25,8	3,5	15,33
5	25,0	3,0	15,33	6	25,8	3,0	15,33
7	25,0	2,5	15,33	8	25,8	2,5	15,33
9	25,0	2,0	15,33	10	25,8	2,0	15,33
11	25,0	1,5	15,33	12	25,8	1,5	15,33
13	25,0	1,1	15,33	14	25,8	1,1	15,33
15	25,0	0,7	15,33	16	25,8	0,7	15,33

### Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
17	25,0	0,3	15,33	18	25,8	0,3	15,33
КТП №14							
1	26,8	4,0	15,33	2	27,6	4,0	15,33
3	26,8	3,5	15,33	4	27,6	3,5	15,33
5	26,8	3,0	15,33	6	27,6	3,0	15,33
7	26,8	2,5	15,33	8	27,6	2,5	15,33
9	26,8	2,0	15,33	10	27,6	2,0	15,33
11	26,8	1,5	15,33	12	27,6	1,5	15,33
13	26,8	1,1	15,33	14	27,6	1,1	15,33
15	26,8	0,7	15,33	16	27,6	0,7	15,33
17	26,8	0,3	15,33	18	27,6	0,3	15,33
КТП №15							
1	28,5	4,0	15,33	2	29,3	4,0	15,33
3	28,5	3,5	15,33	4	29,3	3,5	15,33
5	28,5	3,0	15,33	6	29,3	3,0	15,33
7	28,5	2,5	15,33	8	29,3	2,5	15,33
9	28,5	2,0	15,33	10	29,3	2,0	15,33
11	28,5	1,5	15,33	12	29,3	1,5	15,33
13	28,5	1,1	15,33	14	29,3	1,1	15,33
15	28,5	0,7	15,33	16	29,3	0,7	15,33
17	28,5	0,3	15,33	18	29,3	0,3	15,33
КТП №16							
1	30,3	4,0	15,33	17,0	31,1	4,0	15,33
3	30,3	3,5	15,33	17,0	31,1	3,5	15,33
5	30,3	3,0	15,33	17,0	31,1	3,0	15,33
7	30,3	2,5	15,33	17,0	31,1	2,5	15,33
9	30,3	2,0	15,33	17,0	31,1	2,0	15,33
11	30,3	1,5	15,33	17,0	31,1	1,5	15,33
13	30,3	1,1	15,33	17,0	31,1	1,1	15,33
15	30,3	0,7	15,33	17,0	31,1	0,7	15,33
17	30,3	0,3	15,33	17,0	31,1	0,3	15,33

По формулам (3.1) и (3.2) рассчитаем центр электрических нагрузок для трансформаторных подстанций.

Произведем смещение подстанций к источнику питания для более рационального расположения. Расчет сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Координаты подстанций № 1-16 и их смещение

№ КТП	X <sub>расч</sub> , см	Y <sub>расч</sub> , см	X <sub>смещ</sub> , см	Y <sub>смещ</sub> , см
1	2	3	4	5
1	4,5	2,2	-0,8	-2,2
2	6,3	2,2	-0,8	-2,2
3	8,0	2,2	-0,8	-2,2
4	9,6	2,2	-0,8	-2,2
5	11,4	2,2	-0,8	-2,2
6	13,1	2,2	-0,8	-2,2
7	14,9	2,2	-0,8	-2,2
8	16,6	2,2	-0,8	-2,2
9	18,5	2,2	-0,8	-2,2
10	20,2	2,2	-0,8	-2,2
11	21,9	2,2	-0,8	-2,2
12	23,7	2,2	-0,8	-2,2
13	25,4	2,2	-0,8	-2,2
14	27,3	2,2	-0,8	-2,2
15	29	2,2	-0,8	-2,2
16	30,8	2,2	-0,8	-2,2

$$X_0 = \frac{15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0 + 15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0 + 15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0 + 15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0 +$$

$$15,33 \cdot 18}{15,33 \cdot 18}$$

$$+ 15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0 + 15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0 + 15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0 + 15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0 +$$

$$\frac{+ 15,33 \cdot 4,2 + 15,33 \cdot 5,0}{15,33 \cdot 18} = 4,5 \text{ см}$$

$$Y_0 = \frac{15,33 \cdot 4,0 + 15,33 \cdot 4,0 + 15,33 \cdot 3,5 + 15,33 \cdot 3,5 + 15,33 \cdot 3,0 + 15,33 \cdot 3,0 + 15,33 \cdot 2,5 + 15,33 \cdot 2,5 +$$

$$15,33 \cdot 18}{15,33 \cdot 18}$$

$$+ 15,33 \cdot 2,0 + 15,33 \cdot 2,0 + 15,33 \cdot 1,5 + 15,33 \cdot 1,5 + 15,33 \cdot 1,1 + 15,33 \cdot 1,1 + 15,33 \cdot 0,7 + 15,33 \cdot 0,7 +$$

$$\frac{+ 15,33 \cdot 0,3 + 15,33 \cdot 0,3}{15,33 \cdot 18} = 2,2 \text{ см}$$

Для остальных КТП расчет аналогичен, расположение КТП, представлено на листе № 1 графической части выпускной квалификационной работы.

#### 4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ и определение потерь мощности и активной энергии

Допустимую величину потерь напряжения принимаем 5% (от источника питания до вводов в коттеджи).

Схемы построения сети, в основном, магистрали, то есть от одной ВЛ запитываем несколько коттеджей с равномерно распределенной нагрузкой. Рассмотрим КТП №1 ( ветвь 1 – до дома №1).

$P_{\text{расч}}=15,33$  кВт, длина линии от КТП №1 до дома №1  $L=0,225$  км.

Найдем расчетный ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{P_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \cdot K_n = \frac{15,33}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} \cdot 0,92 = 20,8 \text{ А}; \quad (4.1)$$

$K_n=0,92$  – поправочный коэффициент при температуре окружающего воздуха  $35^\circ\text{C}$ , температура жилы  $90^\circ\text{C}$ .

Выбираем провод марки СИП-2 , сечением  $3 \times 25 + 1 \times 25$ , с допустимым номинальным током  $I_{\text{доп}}=88 \text{ А}$ .

Найдем потери напряжения в проводе:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб}} \cdot L \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 20,8 \cdot 0,225 \cdot (1,25 \cdot 0,98 + 0,0662 \cdot 0,199)}{400} \cdot 100\% = 2,51\%; \end{aligned} \quad (4.2)$$

Найдем потери мощности:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 20,8^2 \cdot 1,25 \cdot 0,225 \cdot 10^{-3} = 0,36 \text{ кВт}; \quad (4.3)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 20,8^2 \cdot 0,0662 \cdot 0,225 \cdot 10^{-3} = 0,019 \text{ кВАр}; \quad (4.4)$$

Найдем потери активной энергии:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau = 0,36 \cdot 2988 = 1,09 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

где  $\tau=2988$  часов – время максимальных потерь

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор и проверка проводов 0,4 кВ

№ дома	$P_{расч}, кВт$	$L, км$	$\cos\varphi$	$I_{раб}, А$	$I_{доп}, А$	Марка, сечен.	$r_{уд}, Ом/км$	$x_{уд}, Ом/км$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, кВт$	$\Delta Q, кВАр$	$\Delta A, МВт*ч$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КТП №1												
1	15,33	0,225	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,51	0,36	0,019	1,090
2	15,33	0,275	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	3,06	0,45	0,024	1,333
3	15,33	0,2	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,23	0,32	0,017	0,969
4	15,33	0,25	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,78	0,41	0,021	1,212
5	15,33	0,175	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,95	0,28	0,015	0,848
6	15,33	0,225	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,51	0,36	0,019	1,090
7	15,33	0,15	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,67	0,24	0,013	0,727
8	15,33	0,2	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,23	0,32	0,017	0,969
9	15,33	0,125	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,39	0,20	0,011	0,606
10	15,33	0,175	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,95	0,28	0,015	0,848
11	15,33	0,1	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,11	0,16	0,009	0,485
12	15,33	0,15	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,67	0,24	0,013	0,727
13	15,33	0,075	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,84	0,12	0,006	0,363
14	15,33	0,125	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,39	0,20	0,011	0,606
15	15,33	0,05	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,56	0,08	0,004	0,242
16	15,33	0,1	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,11	0,16	0,009	0,485
17	15,33	0,025	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,28	0,04	0,002	0,121
18	15,33	0,075	0,98	20,8	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,84	0,12	0,006	0,363
КТП №33												
1	23,1	0,025	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,42	0,09	0,005	0,275
2	23,1	0,025	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,42	0,09	0,005	0,275
3	23,1	0,075	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,26	0,28	0,015	0,825
4	23,1	0,075	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,26	0,28	0,015	0,825
5	23,1	0,125	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,10	0,46	0,024	1,375
6	23,1	0,125	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,10	0,46	0,024	1,375
7	23,1	0,15	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,52	0,55	0,029	1,651
8	23,1	0,15	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,52	0,55	0,029	1,651
9	23,1	0,175	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,94	0,64	0,034	1,926
10	23,1	0,175	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,94	0,64	0,034	1,926
КТП №34												
1	23,1	0,025	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,42	0,09	0,005	0,275
2	23,1	0,025	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,42	0,09	0,005	0,275
3	23,1	0,075	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,26	0,28	0,015	0,825
4	23,1	0,075	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,26	0,28	0,015	0,825
5	23,1	0,125	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,10	0,46	0,024	1,375

# Окончание таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
6	23,1	0,125	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,10	0,46	0,024	1,375
7	23,1	0,15	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,52	0,55	0,029	1,651
8	23,1	0,15	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,52	0,55	0,029	1,651
КТП №35												
1	23,1	0,05	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,84	0,18	0,010	0,550
2	23,1	0,025	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,42	0,09	0,005	0,275
3	23,1	0,075	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,26	0,28	0,015	0,825
4	23,1	0,05	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,84	0,18	0,010	0,550
5	23,1	0,1	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,68	0,37	0,020	1,100
6	23,1	0,075	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,26	0,28	0,015	0,825
7	23,1	0,125	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,10	0,46	0,024	1,375
КТП №36												
1	23,1	0,025	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,42	0,09	0,005	0,275
2	23,1	0,05	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	0,84	0,18	0,010	0,550
3	23,1	0,075	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,26	0,28	0,015	0,825
4	23,1	0,1	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	1,68	0,37	0,020	1,100
5	23,1	0,125	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,10	0,46	0,024	1,375
6	23,1	0,15	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,52	0,55	0,029	1,651
7	23,1	0,175	0,98	31,3	88	СИП-3х25+1х25	1,25	0,0662	2,94	0,64	0,034	1,926

## 5 Расчет схем распределительной сети 10 кВ

### 5.1 Расчет потокораспределения мощности вариантов распределительной сети 10 кВ

Для электроснабжения жилого района, имеющего в основном электроприемники 3-й категории, на напряжение 10 кВ рассмотрим два варианта радиально-магистральных схем. Для расчета берем участок, рассматриваемого генерального плана, поскольку остальные участки абсолютно аналогичны.

а) Рассмотрим I магистральную схему.

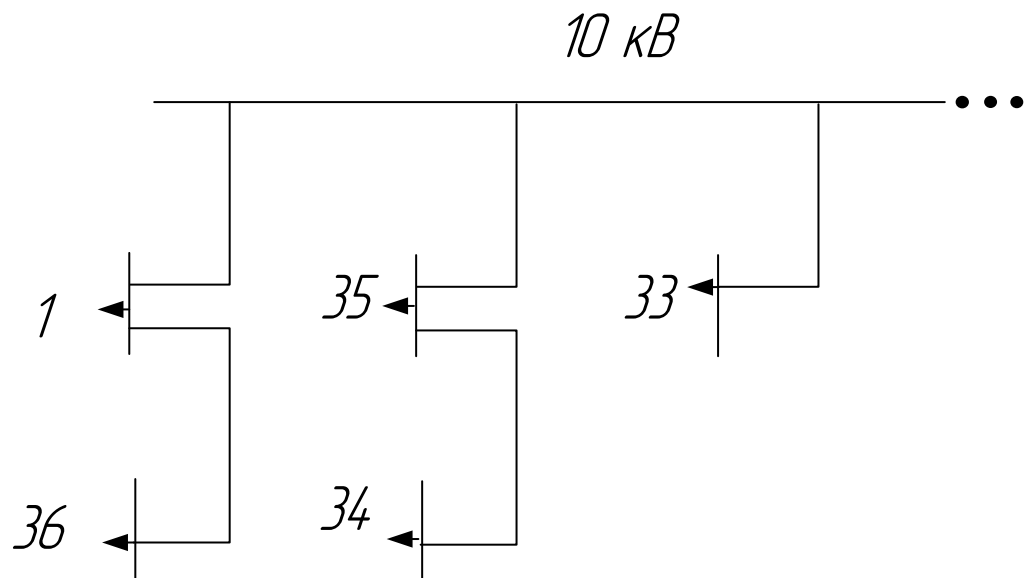


Рисунок 5.1 – I магистральная схема

Определим полную мощность на шинах подстанций.

$$S_1 = 250 + j50,8 = 255,1 \text{ кВА};$$

$$S_{36} = 146,3 + j29,3 = 149,2 \text{ кВА};$$

$$S_{35} = 146,3 + j29,3 = 149,2 \text{ кВА};$$

$$S_{34} = 167,2 + j33,9 = 170,6 \text{ кВА};$$

$$S_{33} = 208,8 + j42,6 = 213,1 \text{ кВА};$$

Рассчитаем потоки мощности на участках схемы:

$$S_{1-36} = S_{36} + \Delta S_{\text{тр}36} = 146,3 + j29,3 + 2,3 + j10,8 = 148,6 + j40,1 = 153,9 \text{ кВА}; \quad (5.1)$$

$$S_{0-1} = S_{1-36} + S_1 + \Delta S_{\text{тр}1} = 148,6 + j40,1 + 250 + j50,8 + 2,8 + j18,9; \quad (5.2)$$

$$S_{0-1} = 401,4 + j109,8 = 416,1 \text{ кВА};$$

$$S_{35-34} = S_{34} + \Delta S_{\text{тр}34} = 167,2 + j33,9 + 2,5 + j14,1 = 169,7 + j48,0 = 176,4 \text{ кВА}; \quad (5.3)$$

$$S_{0-35} = S_{35-34} + \Delta S_{\text{тр}35} + S_{35} = 169,7 + j48,0 + 146,3 + j29,3 + 2,3 + j10,8; \quad (5.4)$$

$$S_{0-35} = 318,6 + j88,1 = 330,6 \text{ кВА};$$

$$S_{0-33} = S_{33} + \Delta S_{\text{тр}33} = 208,8 + j42,6 + 3,0 + j15,6 = 211,8 + j58,2 = 219,7 \text{ кВА}$$

б) Рассмотрим II радиальную схему.

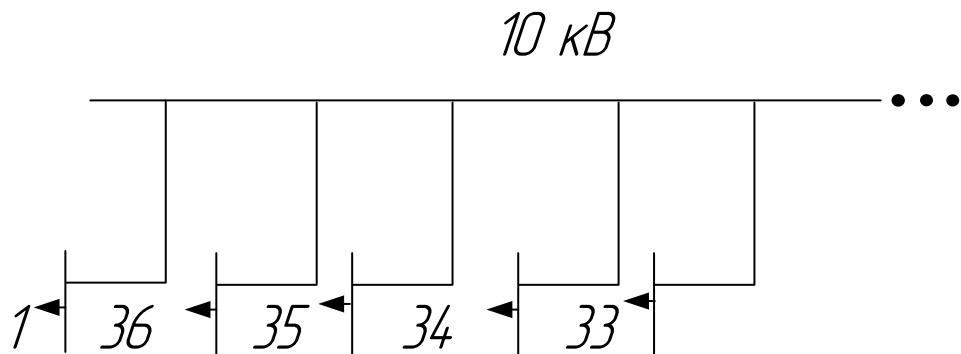


Рисунок 5.2 - II радиальную схему

Рассчитаем потоки мощности на участках схемы:

$$S_{0-1} = S_1 + \Delta S_{\text{тр}1} = 250 + j50,8 + 2,8 + j18,9 = 252,8 + j69,7 = 262,2 \text{ кВА}; \quad (5.5)$$

$$S_{0-36} = S_{36} + \Delta S_{\text{тр}36} = 146,3 + j29,3 + 2,3 + j10,8 = 148,6 + j40,1 = 153,9 \text{ кВА}; \quad (5.6)$$

$$S_{0-35} = S_{35} + \Delta S_{\text{тр}35} = 146,3 + j29,3 + 2,3 + j10,8 = 148,6 + j40,1 = 153,9 \text{ кВА}; \quad (5.7)$$

$$S_{0-34} = S_{34} + \Delta S_{\text{тр}34} = 167,2 + j33,9 + 2,5 + j14,1 = 169,7 + j48,0 = 176,4 \text{ кВА}; \quad (5.8)$$



$$S_{0-33}=S_{33+} \Delta S_{тр33}=208,8+j42,6+3,0+j15,6=211,8+j58,2=219,7 \text{ кВА}; \quad (5.9)$$

## 5.2 Выбор проводов в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии в линиях

а) Произведем расчет для I магистральной схемы:

Выбираем провода СИП марки «Саха» 10 кВ

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot K_n, \text{ А}, \quad (5.9)$$

где  $K_n=0,9$  -поправочный коэффициент при расчетной температуре среды, °С [7],  
 $n=1$  – количество линий.

Таблицы 5.1 – Сечение провода марки «Саха»

Участок	Длина, км	$S_{нагрВЛ}$ , кВА	$I_{раб}$ , А	$I_{доп}$ , А	Сечение
1	2	3	4	5	6
1-36	0,05	153,9	8,0	115	3х35
0-1	0,025	416,1	21,6	115	3х35
35-34	0,075	176,4	9,2	115	3х35
0-35	0,175	330,6	17,2	115	3х35
0-33	0,275	219,7	11,4	115	3х35

Конструктивное исполнение провода Саха показано на рисунке 5.3

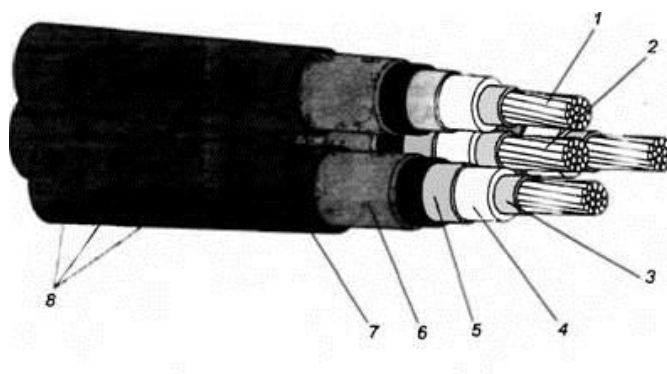


Рисунок 5.3 – Конструкция провода «Саха»

1 — круглая алюминиевая жила; 2 — несущий трос; 3 — экран по жиле из полупроводниковой пластмассы; 4 — основная изоляция из сжатого полиэтилена; 5 — экран по основной изоляции из полупроводящей пластмассы и ленты; 6 — общий экран из алюмополиэтиленовой ленты; 7 — оболочка; 8 — скрутка из трех одножильных проводов (кабелей) с оболочкой, скрученных вокруг подвешного троса

Найдем потери напряжения, потери мощности, потери активной энергии в проводах по формулам:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб}} \cdot L \cdot (r_{\text{уд}} / n \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} / n \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%; \quad (5.11)$$

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}} / n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}; \quad (5.12)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}} / n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВАр}; \quad (5.13)$$

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (5.14)$$

$\tau$  — время максимальных потерь,  $\tau=2988$  ч.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет мощности и активной энергии для линий магистральной схемы

Участок	L, км	$I_{\text{раб}}$ , А	$\cos \varphi$	$r_{\text{уд}}, \text{ Ом} / \text{ км}$	$x_{\text{уд}}, \text{ Ом} / \text{ км}$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, \text{ кВт}$	$\Delta Q, \text{ кВАр}$	$\Delta A, \text{ МВт} \cdot \text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-36	0,05	8,0	0,98	0,571	0,14	0,0041	0,005	0,01	0,016
0-1	0,025	21,6	0,98	0,571	0,14	0,0055	0,020	0,03	0,060
35-34	0,075	9,2	0,98	0,571	0,14	0,0070	0,011	0,02	0,032
0-35	0,175	17,2	0,98	0,571	0,14	0,0306	0,089	0,16	0,265
0-33	0,275	11,4	0,98	0,571	0,14	0,0319	0,061	0,11	0,183
Итого:									0,556

б) Произведем расчет для II радиальной схемы:

Таблицы 5.3 – Сечение провода марки «Саха»

Участок	Длина, км	$S_{\text{нагрВЛ}}$ , кВА	$I_{\text{раб}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	Сечение
1	2	3	4	5	6
0-1	0,05	262,2	13,6	115	3х35
0-36	0,025	153,9	8,0	115	3х35
0-35	0,175	153,9	8,0	115	3х35
0-34	0,205	176,4	9,2	115	3х35
0-33	0,27	219,7	11,4	115	3х35

Таблица 5.4 – Расчет мощности и активной энергии для линий радиальной схемы

Участок	$L$ , км	$I_{\text{раб}}$ , А	$\cos\varphi$	$r_{\text{уд}}$ , Ом /км	$x_{\text{уд}}$ , Ом /км	$\Delta U$ , %	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , кВАр	$\Delta A$ , МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	0,05	13,6	0,98	0,571	0,14	0,0069	0,016	0,03	0,047
0-36	0,025	8,0	0,98	0,571	0,14	0,0020	0,003	0,00	0,008
0-35	0,175	8,0	0,98	0,571	0,14	0,0142	0,019	0,03	0,057
0-34	0,205	9,2	0,98	0,571	0,14	0,0192	0,030	0,05	0,089
0-33	0,27	11,4	0,98	0,571	0,14	0,0313	0,060	0,11	0,180
Итого:									0,381

## 6 Выбор оборудования

### 6.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

Рассмотрим I магистральную схему.

Выключатели выбирают по номинальному току  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$ , номинальному напряжению  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,у}}$ , типу и роду установки.

В качестве примера рассмотрим выбор выключателя для защиты ВЛ<sub>0-1</sub> до КТП-1.

$U_{\text{номВЛ}}=10$  кВ,  $I_{\text{ном.ВЛ}}=11,0$  А. Выбираем выключатель ВВТЭ-М-10-20/630 с  $U_{\text{ном}}=10$  кВ,  $I_{\text{ном}}=630$  А.

Для остальных линий выбор осуществляется аналогично, сведем результаты в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор выключателей на 10 кВ

ВЛ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{расч}}$ , А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$ , А	Количество
1	2	3	4	5	6
0-1	10	21,6	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-35	10	17,2	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-33	10	11,4	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1

Рассмотрим II радиальную схему.

Таблица 6.2 – Выбор выключателей на 10 кВ

ВЛ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{расч}}$ , А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$ , А	Количество
1	2	3	4	5	6
0-1	10	13,6	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-36	10	8,0	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-35	10	8,0	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-34	10	9,2	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
0-33	10	11,4	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1

ВВТЭ-М-10-20/630 со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}}=10$  кВ;  $I_{\text{ном}}=630$  А;

$I_{\text{ном.откл.}}=20$  кА; предельный ток термической стойкости  $I_{\text{пр.т.ст.}}=20$  кА;

собственное время выключателя  $t_{\text{вкл}}=0,1$  с,  $t_{\text{откл}}=0,18$  с.

## 6.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ

Для защиты линий 0,4 кВ будем использовать выключатели ВА 88.

Выключатели выбираем по условиям:

$$I_{\text{ном,а}} \geq I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{ном,расц,т}} \geq I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{ном,расц,э}} \geq I_{\text{раб}}.$$

Таблица 6.3 - Выбор выключателей на 0,4 кВ

№ КТП		$I_{\text{раб}},$ А	$I_{\text{ном,рас}}$ ц,т, А	Тип выключателя	$I_{\text{ном,а}},$ А	$I_{\text{ном,расц,т}},$ А	$I_{\text{откл}},$ кА
1	2	3	4	5	6	7	9
1	Ветвь 1	179,2	224	ВА88-32	320	250	12,5
	Ветвь 2	179,2	224	ВА88-32	320	250	12,5
36	Ветвь 1	150,0	187,5	ВА88-37	250	200	25
	Ветвь 2	46,2	57,75	ВА88-32	100	80	12,5
35	Ветвь 1	90,0	112,5	ВА88-32	160	125	12,5
	Ветвь 2	92,4	115,5	ВА88-32	160	125	12,5
34	Ветвь 1	120,0	150,0	ВА88-33	200	160	17,5
	Ветвь 2	120,0	150,0	ВА88-33	200	160	17,5
33	Ветвь 3	150,0	187,5	ВА88-37	250	200	12,5
	Ветвь 4	150,0	187,5	ВА88-37	250	200	12,5

## 7 Технико-экономическое сравнение двух вариантов схем распределительных сетей 10 кВ

Выявление наиболее экономичного варианта производится по минимуму произведенных затрат, учитывающих годовые эксплуатационные расходы и окупаемость капитальных вложений. Варианты, отличающиеся по приведенным затратам менее чем на 5%, считаются равноценными. В пределах зоны равно экономичности выбор оптимального варианта следует производить исходя из инженерной оценки тех качеств, которые не могли быть полностью учтены в затратах (надежность, расход электроэнергии, электробезопасность, расход цветного металла и т. д.).

Экономичность сопоставляемых вариантов определяется путем сравнения затрат двух вариантов по формуле:

$$З = E \cdot K + И + \Delta A \cdot c \quad (7.1)$$

где  $E=0,12$  – нормативный коэффициент;

$\Delta A$  - годовая стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах;

$И$  – издержки;

$K$  - величина капитальных затрат;

$c$  – тариф на электроэнергию.

$$И = (И_a + И_p + И_o) \cdot K \quad (7.2)$$

где  $И_a$  – издержки на амортизацию;

$И_p$  – издержки на ремонт;

$И_o$  – издержки на обслуживание.

Так как схемы электроснабжения отличаются лишь протяженностью ВЛИ и количеством выключателей, то вести полное технико-экономическое сравнение вариантов нецелесообразно. Так как потери электроэнергии в трансформаторах

одинаковы для двух схем, то их в расчет не будем включать. Проведем расчет только в отличающейся части.

Расчет стоимости строительства ВЛ 10 кВ:

1. Технические показатели ВЛ.

1.1. Количество линий – одна.

1.2. Марка и сечение кабеля - САХКА 3х35.

1.3. Тип опор – железобетонные.

2. Общая характеристика района прохождения ВЛ 10 кВ.

2.1. Месторасположение воздушной линии – Республика Хакасия.

I вариант схемы:

Характеристика и технико-экономические показатели ВЛ 10 кВ.

2.2. Протяженность ВЛ:

Участок 1-36 = 0,05 км;

Участок 0-1 = 0,025 км;

Участок 35-34 = 0,075 км;

Участок 0-35 = 0,175 км;

Участок 0-33 = 0,275 км;

2.3. Сечение линий: 3х35

Таблица 7.1 – Расчет затрат на строительство ВЛ 10 кВ

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Стоимость КЛ 10 кВ по базисным показателям	19,3+9,6+28,9+67,4+105,9	231,1
Участок 1-36	385,1·0,05	19,3
Участок 0-1	385,1·0,025	9,6
Участок 35-34	385,1·0,075	28,9
Участок 0-35	385,1·0,175	67,4
Участок 0-33	385,1·0,275	105,9
Итого		
Затраты на строительство(19,1 %*)	231,1·0,191	44,14
Стоимость строительства ВЛ	231,1+44,14	275,2

**Примечание:**

\*19,1% - для напряжений 0,4-10 кВ.

Всего:  $275,2 \cdot 1,09 = 300,01$  тыс. руб.

Расчет стоимости выключателей.

Таблица 7.2 – Расчет затрат на выключатели

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Вакуумные выключатели 10 кВ	$5 \times 118$	590
Итого		590

- строительно-монтажные работы

$$590 \cdot 0,19 \cdot 5,85 = 655,8 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.3)$$

где 5,85 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС).

- оборудование

$$590 \cdot 0,6 \cdot 3,94 = 1394,8 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.4)$$

где 3,94 - индекс изменения сметной стоимости оборудования (без учета НДС).

- пусконаладочные работы

$$590 \cdot 0,04 \cdot 12,64 = 298,3 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.5)$$

где 12,64- индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС).

- прочие затраты

$$590 \cdot 0,17 \cdot 7,74 = 776,3 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.6)$$

где 7,74 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (без учета НДС).

$$\text{Всего: } 655,8 + 1394,8 + 298,3 + 776,3 = 2425,2 \cdot 1,09 = 2643,5 \text{ тыс. руб.} \quad (7.7)$$



Суммарные капиталовложения по схеме

$$K=300,01 + 2643,5 = 2943,5 \text{ тыс. руб.} \quad (7.8)$$

$$И_{ВЛ}=(И_a+И_p+ И_o) \cdot K=(0,01+0,025+0,02) \cdot 300,01=16,5 \text{ тыс.руб.} \quad (7.9)$$

$$И_{\text{выкл}}=0,09 \cdot 2643,5=237,9 \text{ тыс.руб.} \quad (7.10)$$

$$И_{\Sigma}=255,4 \text{ тыс.руб.} \quad (7.11)$$

$$\Delta A=556 \text{ кВт}\cdot\text{ч (табл.5.2).}$$

$$З_I=E \cdot K+И+\Delta A \cdot c \quad (7.12)$$

$$З_I=0,12 \cdot 2943,5 \cdot 1,18+237,9 \cdot 1,18+556 \cdot 0,0278=713 \text{ тыс.руб.}$$

где  $c=27,8 \text{ руб/МВт}\cdot\text{ч}$  – тариф на потери э/э [16].

II вариант схемы:

Характеристика и технико-экономические показатели ВЛ 10 кВ.

2.2. Протяженность ВЛ:

Участок 0-1 = 0,05 км;

Участок 0-36 = 0,025 км;

Участок 0-35 = 0,175 км;

Участок 0-34 = 0,205 км;

Участок 0-33= 0,27 км;

2.3. Сечение линий: 3х35

Таблица 7.3 – Расчет затрат на строительство ВЛ 10 кВ

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Стоимость КЛ 10 кВ по базисным показателям	19,3+9,6+67,4+78,9+104,0	279,2
Участок 0-1	385,1·0,05	19,3
Участок 0-36	385,1·0,025	9,6
Участок 0-35	385,1·0,175	67,4
Участок 0-34	385,1·0,205	78,9
Участок 0-33	385,1·0,27	104,0
Итого		
Затраты на строительство(19,1 %*)	279,2·0,191	53,3
Стоимость строительства ВЛ	279,2+53,3	332,5

Всего:  $332,5 \cdot 1,09 = 362,5$  тыс. руб.

Расчет стоимости выключателей.

Таблица 7.4 – Расчет затрат на выключатели

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Вакуумные выключатели 10 кВ	$5 \times 118$	590
Итого		590

- строительно-монтажные работы

$$590 \cdot 0,19 \cdot 5,85 = 655,8 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.13)$$

где 5,85 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строителъств (без учета НДС).

- оборудование

$$590 \cdot 0,6 \cdot 3,94 = 1394,8 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.14)$$

где 3,94 - индекс изменения сметной стоимости оборудования (без учета НДС).

- пусконаладочные работы

$$590 \cdot 0,04 \cdot 12,64 = 298,3 \text{ тыс. руб.}, \quad (7.15)$$

где 12,64- индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС).

- прочие затраты

$$590 \cdot 0,17 \cdot 7,74 = 776,3 \text{ тыс. руб.},$$

где 7,74 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (без учета НДС).

Всего:  $655,8 + 1394,8 + 298,3 + 776,3 = 3125,2 \cdot 1,09 = 3406,5$  тыс. руб.

Суммарные капиталовложения по схеме

$$K=362,5+3406,5 = 3769 \text{ тыс. руб.} \quad (7.16)$$

$$И_{ВЛ}=(И_a+И_p+ И_o) \cdot K=(0,01+0,025+0,02) \cdot 362,5 =19,9 \text{ тыс.руб.} \quad (7.17)$$

$$И_{\text{выкл}}=0,093 \cdot 3769 =350,5 \text{ тыс.руб.} \quad (7.18)$$

$$И_{\Sigma}=370,4 \text{ тыс.руб.} \quad (7.19)$$

$$\Delta A=381 \text{ кВт}\cdot\text{ч (табл.5.4).} \quad (7.20)$$

$$З_{II}=E \cdot K+И+\Delta A \cdot c \quad (7.21)$$

$$З_{II} =0,12 \cdot 3769 \cdot 1,18+370,4 \cdot 1,18+381 \cdot 0,0278=981,4 \text{ тыс.руб.}$$

где  $c= 27,8 \text{руб/МВт}\cdot\text{ч}$  – тариф на потери ээ [16].

Сравним затраты:

$$(З_{II}-З_I)/З_{II} \cdot 100\%=(981,4-713,0)/981,4 \cdot 100=27,3\%. \quad (7.22)$$

Выбираем схему I по минимуму затрат.

## 8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

### 8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания на напряжение 10кВ ведется в относительных единицах.

Изобразим схему замещения для выбранной радиально-магистральной схемы.

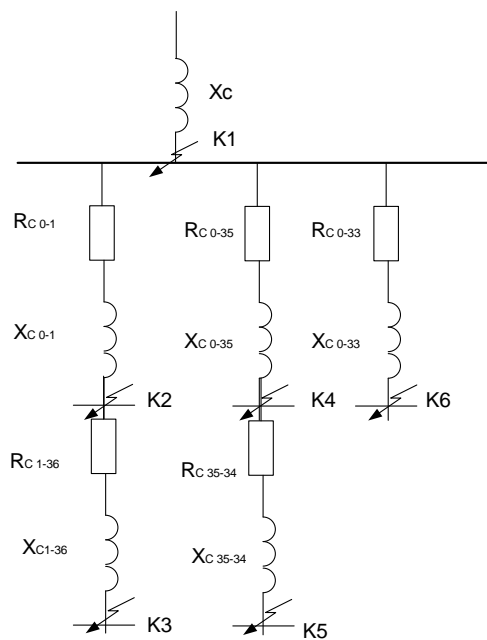


Рисунок 8.1 – Схема замещения

Схема замещения представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указываются все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания, здесь же указываются точки, в которых необходимо определить ток короткого замыкания.

Сопротивление системы найдем по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{откл}} ; \quad (8.1)$$

где  $S_{откл}$  - отключающая способность головного выключателя, МВА;

$S_6$  – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

$$S_{\text{откл}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot U_{\text{ном}} ; \quad (8.2)$$

где  $I_{\text{ном.откл.}}$ ,  $U_{\text{ном.}}$  - паспортные данные головного выключателя.

$$S_{\text{откл}} = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10 = 346,41 \text{ МВА.}; \quad (8.3)$$

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} ; \quad (8.4)$$

где  $U_6$  - базисное значение напряжения, равное 10,5 кВ.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.} \quad (8.5)$$

Сопротивления элементов системы электроснабжения приводим к базисным уровням. Сопротивления линий определяются по выражениям:

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} ; \quad (8.6)$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} ; \quad (8.7)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельное активное и реактивное сопротивления линий, Ом/км;

$L$  - длина линии, км.

Расчет сопротивлений сведем в таблицу 5.1.

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\Sigma}} \cdot I_6 ; \quad (8.8)$$

где  $Z_{\Sigma}$  - суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания.

Рассмотрим точку К1 короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} = X_c = \frac{100}{346,41} = 0,289 \text{ о.е.}; \quad (8.9)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,289} \cdot 5,499 = 19,03 \text{ кА}; \quad (8.10)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)}; \quad (8.11)$$

где  $K_{уд}$  - ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ ,  $K_{уд}=1$  [4].

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ сведем в таблицу 8.2.

Таблица 8.1 – Расчет сопротивлений

Участок	L, км	F, мм	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	R, о.е.	X, о.е.
1	2	3	4	5	6	7
1-36	0,05	35	0,571	0,14	1,90	0,07
0-1	0,025	35	0,571	0,14	0,14	0,03
35-34	0,075	35	0,571	0,14	0,41	0,10
0-35	0,175	35	0,571	0,14	0,95	0,23
0-33	0,275	35	0,571	0,14	1,50	0,37

Таблица 8.2 – Расчет токов кз

Точка кз	Z <sub>Σ</sub> , о.е.	X <sub>Σ</sub> / R <sub>Σ</sub>	K <sub>уд</sub>	I <sup>(3)</sup> <sub>кз</sub> , кА	I <sub>уд</sub> , кА
1	2	3	4	5	6
K1	0,289	0	1	19,03	26,9
K2	0,32	0,22	1	17,2	24,3
K3	0,730	0,26	1	7,528	10,646
K4	0,514	0,21	1	10,692	15,121
K5	0,714	0,26	1	7,704	10,896
K6	0,31	0,21	1	17,1	24,2

## 8.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ

а) Проверим выключатели, защищающие воздушные линии напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ВВТЭ-М-10-20/630 со следующими параметрами:  $U_{ном}=10$  кВ;  $I_{ном}=630$  А;  $I_{ном.откл.}=20$  кА; предельный сквозной ток  $I_{скв}=52$  кА; предельный ток термической стойкости  $I_{пр.т.ст.}=20$  кА; собственное время выключателя  $t_{вкл}=0,1$  с,  $t_{откл}=0,18$  с.

По напряжению  $U_{ном.выкл}=U_{ном.ВЛ}=10$  кВ.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 630 А (табл. 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи КЗ меньше 20 кА (табл.8.2), то проверка по номинальному току отключения выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи КЗ меньше 52 кА (табл.8.2), то проверка по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую устойчивость отключения выполняется.

Выключатели подходят по результатам проверки.

Условия проверки выключателей нагрузки ВН-11УЗ, установленных на КТП:

$$\begin{aligned}U_{ном} &\geq U_{ном.сети}; \\I_{ном.} &\geq I_{раб.мах.}; \\i_{ном.дин.} &\geq i_{уд.}; \\I_{у.доп.} &\geq I_{КЗ.мах.}; \\I_t^2 \cdot t_{пр} &\geq I_{КЗ.мах}^2 \cdot t,\end{aligned}$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение выключателя нагрузки, В;  $U_{ном.сети}$  – номинальное напряжение сети, В;  $I_{ном}$  – номинальный ток выключателя нагрузки;  $I_{раб.мах.}$  – максимальный рабочий ток, А;  $i_{ном.дин.}$  – предельный сквозной ток, кА;  $i_{уд.}$  – ударный ток КЗ, кА;  $I_{КЗ.мах}$  – максимальный ток КЗ, кА;  $I_{у.доп.}$  – наибольшее действующее значение полного тока;  $I_t$  – ток термической стойкости, кА;  $t$  – время отключения, с;  $t_{пр}$  – время протекания тока, с.

В КТП установлены выключатели нагрузки типа ВН-11УЗ.

Паспортные данные:  $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ,

$$i_{ном.дин.} = 80 \text{ кА}, \quad I_t = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{np} = 1 \text{ с}.$$

$$I_{ном} = 200 \text{ А}.$$

Условия проверки:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$200 \text{ А} \geq 22,85 \text{ А};$$

$$80 \text{ кА} \geq 1,76 \text{ кА};$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 1,26 \text{ кА};$$

$$31,5^2 \cdot 1 \geq 1,26^2 \cdot 2, \quad 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 3,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Имеющийся выключатель нагрузки удовлетворяет всем требованиям.

б) Проверим разъединители, напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

РВЗ 10/400 со следующими параметрами:  $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{ном} = 400 \text{ А}$ ;

Предельный сквозной ток  $I_{скв} = 41 \text{ кА}$ ; предельный ток термической стойкости  $I_{пр.т.ст.} = 16 \text{ кА}$ ;

По напряжению  $U_{ном.выкл} = U_{ном.вл} = 10 \text{ кВ}$ .

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 400 А (табл. 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 16 кА (табл.8.2), то проверка по предельному току термической стойкости выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи кз меньше 41 кА (табл.8.2), то проверка по предельному сквозному току кз на электродинамическую устойчивость выполняется.

Разъединители подходят по результатам проверки.

в) Проверим плавкие предохранители напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.



ПКТ 102 10/31 со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}}=10$  кВ;  $I_{\text{ном}}=40$  А;

Номинальный ток отсечки  $I_{\text{ном от}}=31,5$  кА;

По напряжению  $U_{\text{ном.выкл}}=U_{\text{ном.ВЛ}}=10$  кВ.

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 40 А (табл. 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи КЗ меньше 31,5 кА (табл.8.2), то проверка токовой отсечки выполняется.

Предохранители подходят по результатам проверки.

### **8.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в жилом секторе**

Для установки напряжением до 1 кВ при расчете токов короткого замыкания считается, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора является неизменным.

Токи КЗ будем рассчитывать до самых близких зданий.

Расчет выполняется в именованных единицах. Сопротивление элементов системы электроснабжения высшего напряжения приводим к низшему напряжению по формулам:

$$R_H = R_B \cdot \left( \frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} \right)^2 ; \quad (8.12)$$

$$X_H = X_B \cdot \left( \frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} \right)^2 ; \quad (8.13)$$

где  $R_B$ ,  $X_B$  - сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

$R_H$ ,  $X_H$  - сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения, приведенные к низшему.

$$\frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} = \frac{0,4}{10} = 0,04 \text{ — коэффициент трансформации.}$$

Для примера рассмотрим КТП №1 (до дома №1).

Расчетная схема имеет вид:

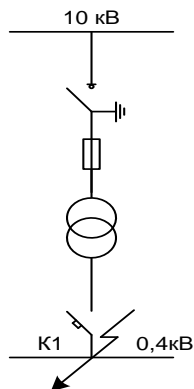


Рисунок 8.2 – Расчетная схема

Приведем сопротивления к низкому напряжению по формулам (8.12), (8.13):

$$R_{B\Sigma} = 0,32 \text{ Ом}; \quad (8.14)$$

$$X_{B\Sigma} = 0,08 \text{ Ом}; \quad (8.15)$$

$$R_{H\Sigma} = 0,32 \cdot 0,04^2 = 0,00051 \text{ Ом}; \quad (8.16)$$

$$X_{H\Sigma} = 0,08 \cdot 0,04^2 = 0,00087 \text{ Ом}. \quad (8.17)$$

Сопротивления трансформатора ТМ-400 10/0,4

$$R_{mp} = 0,0016 \text{ Ом}; \quad (8.18)$$

$$X_{тр} = 0,0029 \text{ Ом}. \quad (8.19)$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высокой стороны и трансформатора, должно

учитывать переходное сопротивление контактов  $R_{доб}$ . Поэтому вводим

$$R_{доб} = (15 \div 20) \text{ мОм}$$

$$R = R_{тр} + R_{доб} = 0,0016 + 0,015 = 0,0166 \text{ Ом.} \quad (8.20)$$

Длина линии до дома №1  $L = 0,25 \text{ км}$ .

Сопротивления линии до дома №1:

$$R_{0,4} = 0,411 \cdot 0,25 = 0,1 \text{ Ом};$$

$$X_{0,4} = 0,0753 \cdot 0,25 = 0,019 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{H\Sigma} + R + R_{0,4})^2 + (X_{H\Sigma} + X_{0,4})^2},$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,00051 + 0,0166 + 0,1)^2 + (0,00086 + 0,019)^2} = 0,12 \text{ Ом}.$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К1 найдем по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (8.21)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,035} = 6,58 \text{ кА.} \quad (8.22)$$

Из соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ ,  $K_{уд} = 1,1$

Ударный ток для точки К1:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 6,58 = 9,3 \text{ кА}; \quad (8.23)$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№ КТП	$R_{H\Sigma}$ , Ом	$X_{H\Sigma}$ , Ом	$R_{0,4}$ , Ом	$X_{0,4}$ , Ом	$R_{тр}$ , Ом	$X_{тр}$ , Ом	$Z_{\Sigma}$ , Ом	$R_{0,4}$ , Ом	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$I_{уд}$ , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,00051	0,00087	0,1	0,12	0,0055	0,0171	0,035	6,588	1	9,317
2	0,00053	0,00087	0,0070	0,0013	0,0055	0,0171	0,024	9,682	1	13,692
3	0,00015	0,00077	0,0230	0,0022	0,0055	0,0171	0,040	5,789	1	8,186
4	0,00022	0,00079	0,0095	0,0017	0,0055	0,0171	0,026	8,740	1	12,360
5	0,00013	0,0007	0,0235	0,0021	0,0055	0,0171	0,042	5,773	1	8,246

## 8.4 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ

Для правильного выбора параметров релейной защиты и автоматики в системе электроснабжения наряду с токами трехфазных КЗ необходимо знать токи несимметричных КЗ – в нашем случае однофазное КЗ, для проверки чувствительности автоматов к таким КЗ.

Для расчета  $I_{\text{кз}}^{(1)}$  по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{т}}}{3} + Z_{\text{н}}}; \quad (8.24)$$

где  $U_{\phi}$  - фазное напряжение сети;  $Z_{\text{т}}/3$  - сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус.

Полное сопротивление петли фазный - нулевой провод:

$$Z_{\text{п}} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{\text{д}} + R_{\text{н}} + R_{\text{тт}} + R_{\text{а}})^2 + (X' + X_{\text{тт}} + X_{\text{а}})^2}, \quad (8.25)$$

где  $R_{\phi}$ ,  $R_{\text{н}}$  - суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП).

Для проводов из цветных металлов  $R_{\phi}$  и  $R_{\text{н}}$  равны омическому сопротивлению при  $f = 50$  Гц;  $R_{\text{д}}$  - сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 30 мОм;  $R_{\text{тт}}$ ,  $X_{\text{тт}}$  - активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока  $R_{\text{тт}} = 0,15$  мОм;  $X_{\text{тт}} = 0,21$  мОм;  $R_{\text{а}}$ ,  $X_{\text{а}}$  - активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей;  $X'$  - внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 600 мОм/км.

$Z_{\text{т}} = 487$  мОм для трансформатора мощностью 160 кВА

Рассмотрим расчет однофазного КЗ

$$Z_{\text{п}} = \sqrt{(R_{\text{д}} + R_{\text{тт}} + R_{\text{а}})^2 + (X_{\text{тт}} + X_{\text{а}})^2} = \sqrt{(30 + 0,15 + 0,4)^2 + (0,21 + 0,99)^2} = 30,6 \text{ мОм}, \quad (8.26)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T + Z_n}{3}} = \frac{220}{\frac{487}{3} + 30,6} = 1,14 \text{ кА.} \quad (8.27)$$

Для остальных точек расчет аналогичен.

Результаты расчетов сведем в таблицу 8.4

### 8.5 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам КЗ

Проверка на отключающую способность защитных аппаратов осуществляется по выражению:

$$I_{откл, ном} \geq I_{K3}.$$

Таблица 8.4 – Проверка автоматических выключателей в жилом районе.

№ КТП	Тип автомата	$I_{откл.ном.а}, \text{кА}$	$I_{K3}, \text{кА}$
1	2	3	4
1	ВА88-33	17,5	1,14
2	ВА88-37	25	1,63
3	ВА88-32	12,5	1,14
4	ВА88-33	17,5	1,14
4	ВА88-32	17,5	1,14

Так как  $I_{откл, ном} \geq I_{K3}$ , то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам КЗ

## 9 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников

Качество напряжение зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения согласно ГОСТ не должны выходить в нормальном режиме работы, за пределы:

- 1)  $(-2,5 \div +5) \%$  от  $U_{\text{ном}}$  – для освещения.
- 2)  $(-5 \div +10) \%$  от  $U_{\text{ном}}$  – на зажимах двигателей.
- 3)  $(-5 \div +5) \%$  от  $U_{\text{ном}}$  – на зажимах остальных электроприемников.

Отклонение напряжения на каждом участке определяем по формуле:

$$V = \left[ \frac{(U_{\text{ин}} - \Delta U_{\text{участка}}) - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right] \cdot 100 \%,$$

Отклонения напряжения будем рассчитывать в максимальном и минимальном режиме для самого мощного и самого удаленного электроприемника от РТП.

### 9.1 Самый удаленный электроприемник

Самым электрически удаленным электроприемником является дом №2.

**а) максимальный режим:**  $U_{\text{ИП}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$ .

$U_0 = 10,5 \text{ кВ}$ ;

$\cos \varphi = 0,7$ ;

$\sin \varphi = 0,7$ ;

**0-1:**

$I_{\text{max}} = 21,6 \text{ А}$ .

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 21,6 \cdot 0,25 \cdot (0,571 \cdot 0,7 + 0,14 \cdot 0,7) = 4,8 \text{ В}; \quad (9.1)$$

$$U_1 = 10500 - 4,8 = 10495,2 \text{ В}; \quad (9.2)$$

**1-2:**

$$I_{\max} = 21,6 \text{ A.}$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 21,6 \cdot 0,2 \cdot (0,571 \cdot 0,7 + 0,14 \cdot 0,7) = 1,9 \text{ В}; \quad (9.3)$$

$$U_2 = 10495,2 - 1,9 = 10493,3 \text{ В}; \quad (9.4)$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) \quad (9.5)$$

где  $\beta_T$  - отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы

$U_a$  ,  $U_p$  - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, равная

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{HT}} \cdot 100, \quad U_p \% = \sqrt{(U_{K2} \%)^2 - (U_a \%)^2} \quad (9.6)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = \frac{255,1}{400} = 0,64; \quad (9.7)$$

активное напряжение:

$$U_a = \frac{3,1}{400} \cdot 100 = 0,78\%; \quad (9.8)$$

реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{4,5^2 + 0,78^2} = 4,57\% ; \quad (9.9)$$

$$\Delta U_m = 0,64 \cdot (0,78 \cdot 0,7 + 4,57 \cdot 0,7) = 2,4\% ; \quad (9.10)$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = (\Delta U_{\text{т}}\% / 100) \cdot 10000 = (2,4 / 100) \cdot 10000 = 240 \text{ В}; \quad (9.11)$$

$$U_3 = 10493,3 - 240 = 10253,3 \text{ В}; \quad (9.12)$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_3 = 10253,3 \cdot \frac{400}{10500} = 390,6 \text{ В}; \quad (9.13)$$

**3-4:**

$$L = 275 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,411; \quad x_0 = 0,0753;$$

$$\cos \varphi = 0,7 \quad ; \quad \sin \varphi = 0,7;$$

$$I_{\text{max}} = 44,2 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 44,2 \cdot 0,275 \cdot (0,411 \cdot 0,7 + 0,0753 \cdot 0,7) = 7,2 \text{ В}; \quad (9.15)$$

$$U_4 = 390,6 - 7,2 = 383,4 \text{ В}; \quad (9.16)$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10495,2 - 10000}{10000} \cdot 100 = 4,95\%; \quad (9.17)$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10493,3 - 10000}{10000} \cdot 100 = 4,93\%; \quad (9.18)$$



$$V_3 = \frac{U_3 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{390,6 - 380}{380} \cdot 100 = 2,79\%; \quad (9.19)$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{383,4 - 380}{380} \cdot 100 = 0,89\%; \quad (9.20)$$

**б) минимальный режим:**  $U_{ИП} = U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$ .

$$\cos \varphi = 0,7;$$

$$\sin \varphi = 0,7;$$

**0-1:**

ток в минимальном режиме

$$I_{\min} = 21,6 \cdot 0,6 = 13,3 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 13,3 \cdot 0,27 \cdot (0,571 \cdot 0,7 + 0,14 \cdot 0,7) = 3,1 \text{ В}; \quad (9.21)$$

$$U_1 = 10000 - 3,1 = 9996,9 \text{ В}; \quad (9.22)$$

**1-2:**

$$I_{\max} = 21,6 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 5,514 \cdot 0,374 \cdot (0,571 \cdot 0,7 + 0,14 \cdot 0,7) = 1,62 \text{ В}; \quad (9.23)$$

$$U_2 = 9998,19 - 1,62 = 9996,56 \text{ В}; \quad (9.24)$$

Потери в трансформаторе:

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = \frac{255,1 \cdot 0,6}{400} = 0,38; \quad (9.25)$$

Активное напряжение:

$$U_a = \frac{3.1}{400} \cdot 100 = 0,775\%; \quad (9.26)$$

Реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{4,5^2 + 0,775^2} = 4,57\%; \quad (9.27)$$

$$\Delta U_m = 0,38 \cdot (0,775 \cdot 0,7 + 4,57 \cdot 0,7) = 1,42\%; \quad (9.28)$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = (\Delta U_{\text{т}} \% / 100) \cdot 10000 = (1,42 / 100) \cdot 10000 = 142 \text{ В}; \quad (9.29)$$

$$U_3 = 9996,56 - 142 = 9840,72 \text{ В}; \quad (9.30)$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_3 = 9840,72 \cdot \frac{400}{10500} = 374,8 \text{ В}; \quad (9.31)$$

**3-4:**

$L=275\text{М}$

$r_0 = 0,411; \quad x_0 = 0,0753;$

$\cos \varphi = 0,7 \quad ; \quad \sin \varphi = 0,7;$

$I_{\text{max}} = 59,75 \text{ А}.$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 59,75 \cdot 0,275 \cdot (0,411 \cdot 0,7 + 0,0753 \cdot 0,7) = 9,6 \text{ В}; \quad (9.32)$$

$$U_4 = 374,4 - 9,6 = 365,27 \text{ В}; \quad (9.33)$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{9996,9 - 10000}{10000} \cdot 100 = -0,03\%; \quad (9.34)$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{9996,59 - 10000}{10000} \cdot 100 = -0,034\%; \quad (9.35)$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{374,8 - 380}{380} \cdot 100 = -1,37\%; \quad (9.36)$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{365,27 - 380}{380} \cdot 100 = -3,88\%; \quad (9.37)$$

## 9.2 Самый мощный электроприемник

Для максимального режима принимается напряжения на шинах РТП 1,05 от номинального. Принимаем  $U_0 = 10500\text{В}$ .

Самый мощный электроприемник питается от КТП №36 – дом №1.

Дальнейший расчет отклонения напряжения максимального режима сведем в таблицу 9.1.

**а) максимальный режим:**  $U_{ип} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$ .

$U_0 = 10,5 \text{ кВ}$ ;

Таблица 9.1 – Максимальный режим

линия	$I_{раб}, \text{А}$	$L, \text{км}$	$\cos$	$\sin$	$r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{В}$	$\Delta U_T, \%$	$\beta_T$	$U_a, \%$	$U_p, \%$	$\Delta U_{тр}, \text{В}$	$V, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0-1	21,6	0,025	0,7	0,7	0,571	0,14	3,31	10496,7						4,96
1-2	8,0	0,05	0,7	0,7	0,571	0,14	2,96	10493,7	2,65	0,68	1,24	4,33	264,9	4,93
2-3								389,669						2,53
3-4	135,5	0,186	0,7	0,7	0,411	0,0753	14,84	374,826						1,37

**б) минимальный режим:**  $U_{ип} = U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ .

Расчет отклонения напряжения минимального режима сведем в таблицу 9.2

Таблица 9.2 – минимальный режим

линия	$I_{\text{раб}}, \text{A}$	$L, \text{км}$	$\cos$	$\sin$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$\Delta U, \%$	$U, \text{В}$	$\Delta U_{\text{т}}, \%$	$\beta_{\text{т}}$	$U_{\text{а}}, \%$	$U_{\text{р}}, \%$	$\Delta U_{\text{тр}}, \text{В}$	$V, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0-1	21,6	0,025	0,7	0,7	0,571	0,14	1,99	9998,01						-0,01
1-2	8,0	0,05	0,7	0,7	0,571	0,14	1,78	9996,24	1,56	0,4	1,24	4,33	155,84	-0,02
2-3								374,87						-1,21
3-4	81,3	0,186	0,7	0,7	0,411	0,075	8,91	365,98						-3,42

На рисунке 9.1 представлены эпюры падения напряжения для самого удаленного ЭП (отклонение напряжения по оси ординат в %);

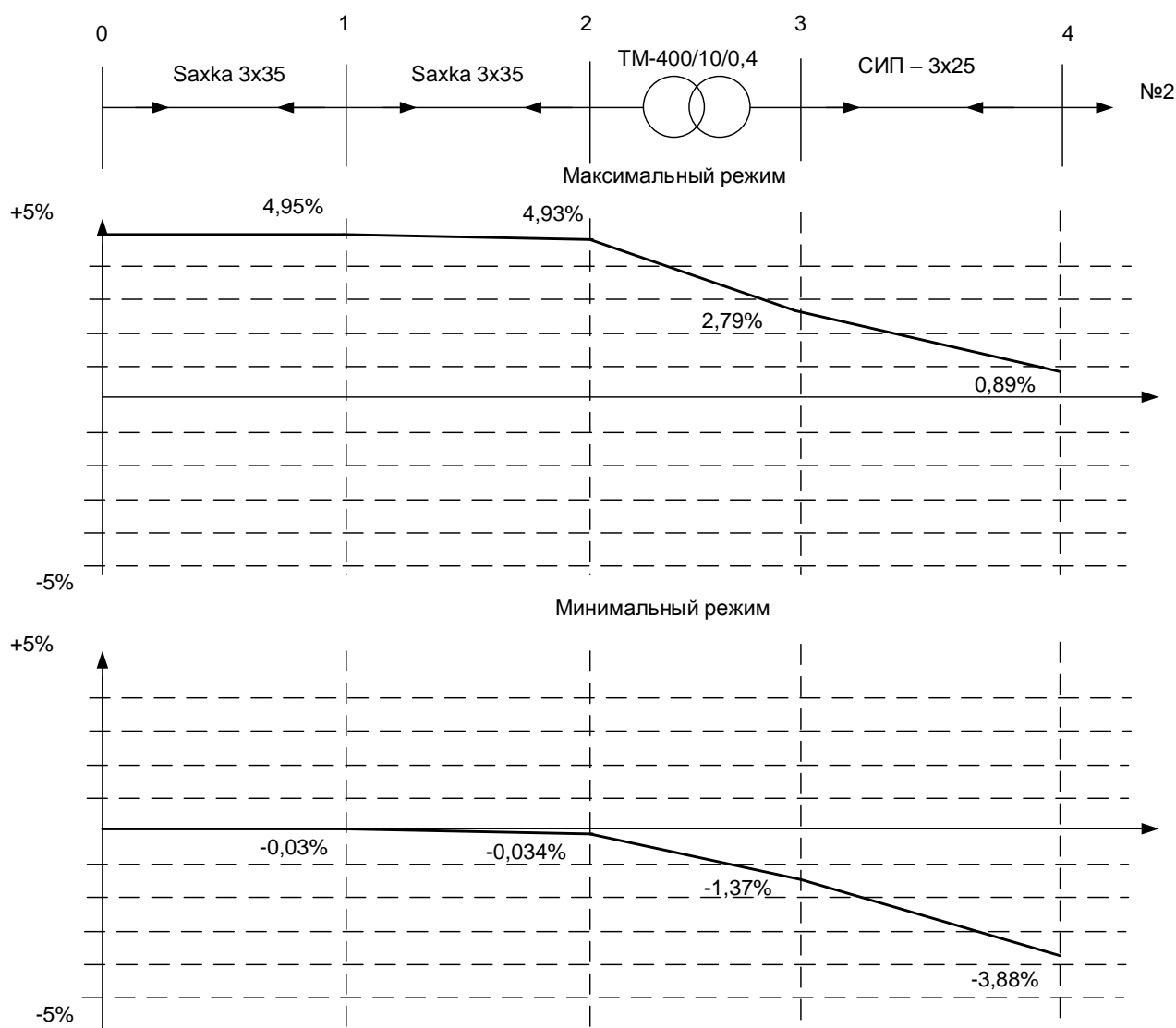


Рисунок 9.1 – Эпюры падения напряжения для самого удаленного электроприемника

На рисунке 9.2 представлены эпюры падения напряжения для самого мощного ЭП (отклонение напряжения по оси ординат в %);

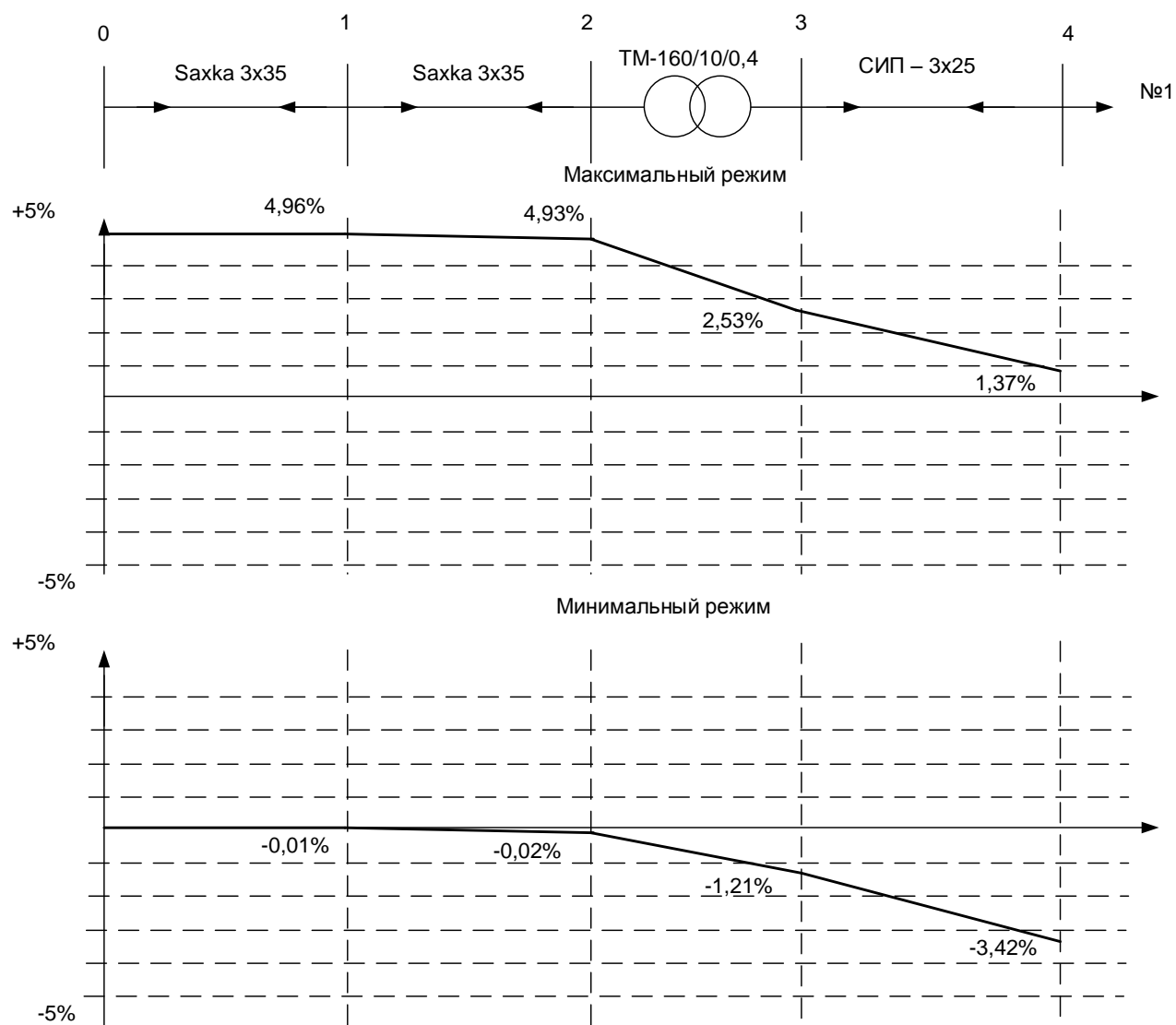


Рисунок 9.2 – Эпюры падения напряжения для самого мощного электроприемника

## **10 Повышение энергоэффективности в энергосистеме. Модернизация наружного освещения**

Современные крупные сети наружного освещения — это энергоемкие автоматизированные объекты, правильное построение которых в значительной мере определяет эффективность труда и комфорта современной жизни. Важно при этом учитывать ограничения, связанные с рациональным расходованием энергетических ресурсов на обеспечение работы систем освещения, затрат на текущую эксплуатацию осветительного оборудования.

Появление новых технологий в системах наружного (уличного) освещения позволяет получить большой экономический эффект. Практика показывает, что при их внедрении потенциал экономии электроэнергии в большинстве муниципальных систем уличного освещения может составлять более 50%.

Рассмотрим основные существующие способы повышения энергоэффективности в наружном освещении.

Реальную экономию электроэнергии дает замена устаревших светильников с лампами ДРЛ, натриевыми лампами высокого давления на светодиодные светильники. Так, замена светильника с лампой ДНАТ 250 Вт (световой поток 22 клм) на светильник аналогичного назначения светодиодный 150 Вт (световой поток 27 клм) позволяет снизить расход электроэнергии на 580 кВт•ч в год и повысить уровень освещения на 22%. Соответственно, замена светильника с лампой ДНАТ 250 Вт (световой поток 12,5 клм) на светодиодный светильник 150 Вт (14,5 клм) — годовое снижение расхода электроэнергии почти 400 кВт•ч и т. д. Поэтому светодиодные светильники как источники света применяются все шире для экономичного наружного освещения.

Значительную экономию электроэнергии дает введение так называемого режима «ночной фазы». При работе такой системы управления предусматривается два режима работы линий освещения — вечерний и ночной. При вечернем режиме включены все светильники, а при ночном, когда интенсивность дорожного движения существенно снижается, — часть (1/3 или

2/3) светильников отключаются за счет отключения одной или двух фаз в каждой из отходящих от шкафа управления линий освещения. Но такой способ экономии имеет значительный недостаток — он приводит к повышению контрастности освещения и, как следствие, — к зрительному утомлению и снижению безопасности движения.

Одно из направлений в области энергосбережения — использование специальных регуляторов-стабилизаторов для питания наружного освещения. Помимо регулирования это устройство позволяет выравнивать напряжение питания, создать оптимальный режим для работы ламп и продлить их долговечность. Регулирование происходит извне: по команде из диспетчерской, по радиотелефонной связи или по сигналу датчика освещенности. Можно запрограммировать устройство по астрономическому графику или по специальному режиму. Но данные регуляторы не нашли широкое применение в силу того, что большинство существующих линий имеют плачевное состояние и значительную протяженность, что приводит к тому что на конце линии происходит снижение питающего напряжения до уровня когда лампы гаснут. Таким образом, при снижении напряжения на входе линии для организации энергосбережения не произойдет включение значительного количества ламп или они погаснут в процессе работы. Регулирование возможно в пределах не более 5%, что значительно увеличивает срок окупаемости такой системы.

Реальным способом экономии также является четкое соблюдение графика освещения, утвержденного в администрации населенного пункта. Такую задачу решает ввод автоматизированной системы управления (АСУ) наружным освещением. Пункты питания уличного освещения без системы АСУ включаются и выключаются на данный момент с большими разбросами по времени. Это обусловлено тем, что в системах уличного освещения используются четыре приема управления включения/отключения: управление ручное диспетчером по телефонным линиям связи, управление по таймерам, управление по программируемым устройствам, управление по фотореле. Время включения/отключения разбито в течение года на пятидневки. При ручном

управлении нетрудно по линиям связи обеспечить точное время включения/отключения. Однако при этом присутствует человеческий фактор, а именно, непрогнозируемое поведение диспетчера, который самовольно может изменить график работы уличного освещения. К тому же стоимость аренды телефонной линии в некоторых населенных пунктах достигает до 1500 рублей в месяц. Реле времени необходимо каждые 5 дней программировать вручную путем их объездов. При этом присутствуют затраты на автотранспорт, затраты на зарплату и т.д. Объезды, как правило, не всегда выполняются точно по запланированной дате, поэтому потребление электроэнергии значительно возрастает. Как показала практика эксплуатации уличного освещения, возможны изменения графика его включения/выключения администрацией поселка (праздничные и официальные мероприятия и т.д.). В этом случае часть каскадов, управляемых программируемыми устройствами, изменению не подвергаются. Аналогично предыдущему случаю, фотореле также включается и выключается при задании определенного уровня освещенности (его настройка может занимать не одни сутки) и при изменении графика режима работы, например, времени выключения освещения, после полуночи, невозможно изменить режим работы фотореле. К недостаткам фотореле также можно отнести необходимость очень частой очистки внешнего фотодатчика от грязи и пыли, что значительно увеличивает эксплуатационные расходы. Отклонение времени выключения от графика при управлении от фотореле и программируемого устройства может достигать несколько часов в сутки.

Комплексно задачу энергосбережения в наружном освещении с экономией электроэнергии до 40-50% позволяет решить автоматизированная система управления АСУ производства ФГУП «НПО автоматики им. академика Н.А. Семихатова» г. Екатеринбург. Данная система была впервые введена в эксплуатацию в 2000 г. в г. Сургуте и на данный момент успешно эксплуатируется в 24 населенном пункте России и Казахстана (Екатеринбург, Самара, Пермь, Хабаровск, Сургут, Тобольск, Пенза, Караганда и др.).



Сегодня АСУ это хорошо отлаженная 3-х уровневая самокупаемая система, с полностью сертифицированным оборудованием и программным обеспечением. Надежность, высокая производительность, разумное соотношение «Цена/качество», система подготовки кадров, сервисное обслуживание и гарантии производителя являются отличительными чертами АСУ.

Главные требования, которые должны ставиться к современной системе управления и уже решенные на настоящее время АСУ это:

- Возможность независимого управления отдельной светоточкой (лампой) без изменения
- существующих линий.
- Контроль параметров работы светоточки с выдачей диагностической информацией на
- диспетчерский пункт.
- Максимальное снижение энергопотребления светоточки, продления срока службы лампы.
- Возможность оперативного изменения режимов работы пунктов включения с полным контролем их состояния.
- Экономический эффект от внедрения АСУ достигается за счет следующих факторов:
- Введения экономичного «ночного» режима освещения (экономия до 2/3 электроэнергии на освещение);
- Установки современных светодиодных светильников 150, 250 Вт (экономия электроэнергии до 50%, двукратное увеличение срока службы ламп);
- Централизованного управления и контроля технического состояния системы (сокращение эксплуатационных затрат и сокращение численности обслуживающего персонала);
- Антивандального исполнения исполнительных пунктов и охранной сигнализация (сохранение оборудования и проводов от воровства);
- Отказ от арендуемых телефонных линий (УТУ-4М) с переходом на GSM, радиосвязь, ВОЛС;

- Обеспечение автоматического учета потребленной электроэнергии.

К отличительным техническим характеристикам АСУ можно отнести:

- Повышение надежности работы оборудования за счет применения блоков бесконтактной коммутации (симистор) силовых линий.
- Оперативность централизованного или группового управления объектами наружного освещения.
- Оперативность контроля и выявление обрывов, короткого замыкания в линиях, дистанционный сброс аварии, звуковая и световая сигнализация в случаях возникновения аварийных ситуаций.
- Возможность архивирования получаемой информации и действий диспетчера, формирование отчетных журналов.
- Возможность «привязки» контролируемых пунктов к карте поселка.
- Модульная структура бесконтактного коммутатора (до 8 модулей).
- Различные модификации пунктов включения с линейкой коммутируемых токов от 15А до 200А.
- Возможность резервирования канала связи с диспетчерским пунктом.
- Наличие технических решений для подключения шкафов АСУ НО других производителей.

Ориентировочный срок окупаемости АСУ— 2,5 года.

На данный момент все больше разговоров ведется об использовании светодиодных светильников в наружном освещении. Но в угоду энергосбережения не стоит забывать об их значительных недостатках, не дающих возможность их широкого применения:

- Низкая полная световая отдача (Светодиоды — с учетом потерь до 64 Лм/Вт).
- Завышенный паспортный срок службы 50 000 — 100 000 часов (использование в светильнике импульсных блоков питания, конденсаторов со значительно меньшим ресурсом, проведение испытаний только на 10000 часов).
- Снижение светового потока на 30% со временем.

- Неравномерность распределения яркости по дорожному покрытию.
- Низкая надежность драйверов светильников (блоков питания светодиодных модулей), неустойчивость их к перепадам напряжения.
- Значительная стоимость (светодиодный светильник — 12 000 — 18 000 руб.).
- Незнученность зрительного восприятия человеком света излучаемого светодиодами (психофизиологические исследования не завершены).

Не стоит также забывать, что задачу энергосбережения следует решать уже в настоящее время. Развитие и внедрение светодиодной техники и электронных ПРА в наружном освещении должно идти параллельно, с учетом конкретных условий их применения.

### **10.1 Моделирование освещения проезжей части поселка**

С помощью программы Light-in-Night Road представим модель участка дороги поселка с применением светодиодных светильников.

На рисунке 10.1 представлен участок автодороги поселка. При использовании светодиодных светильников освещенность участка дороги лежит в нормативных пределах. Расстояние между опорами освещения принимаем 25 м.

Яркость светильников при моделировании в программе Light-in-Night Road представлена на рисунке 10.2

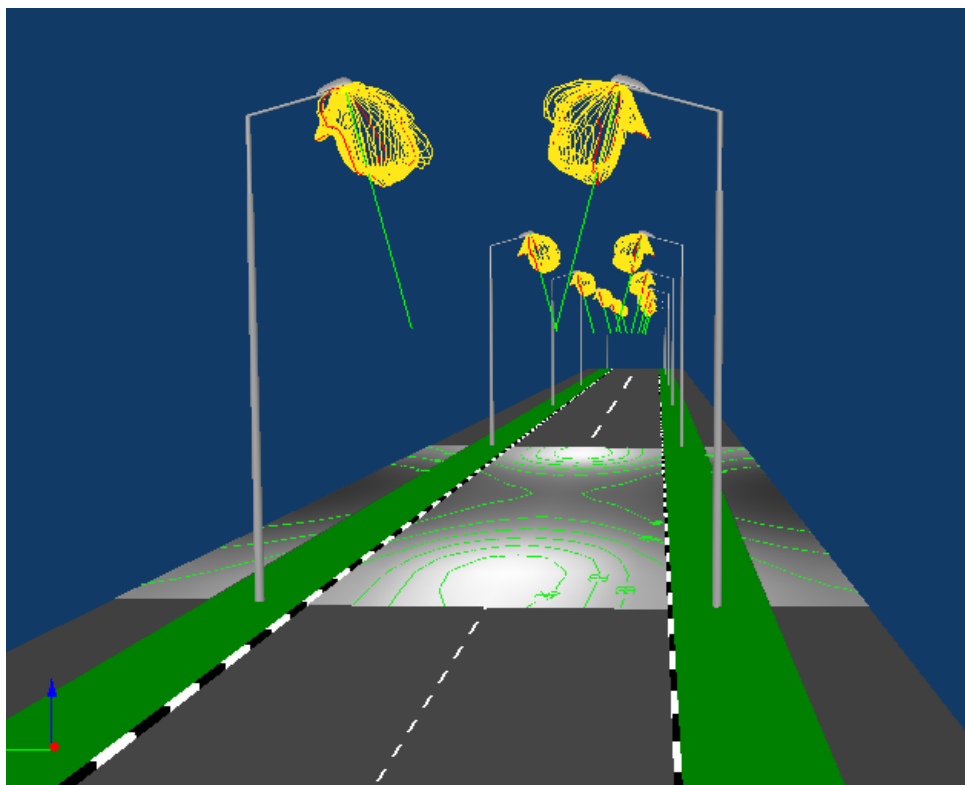


Рисунок 10.1 – Яркость светодиодных светильников

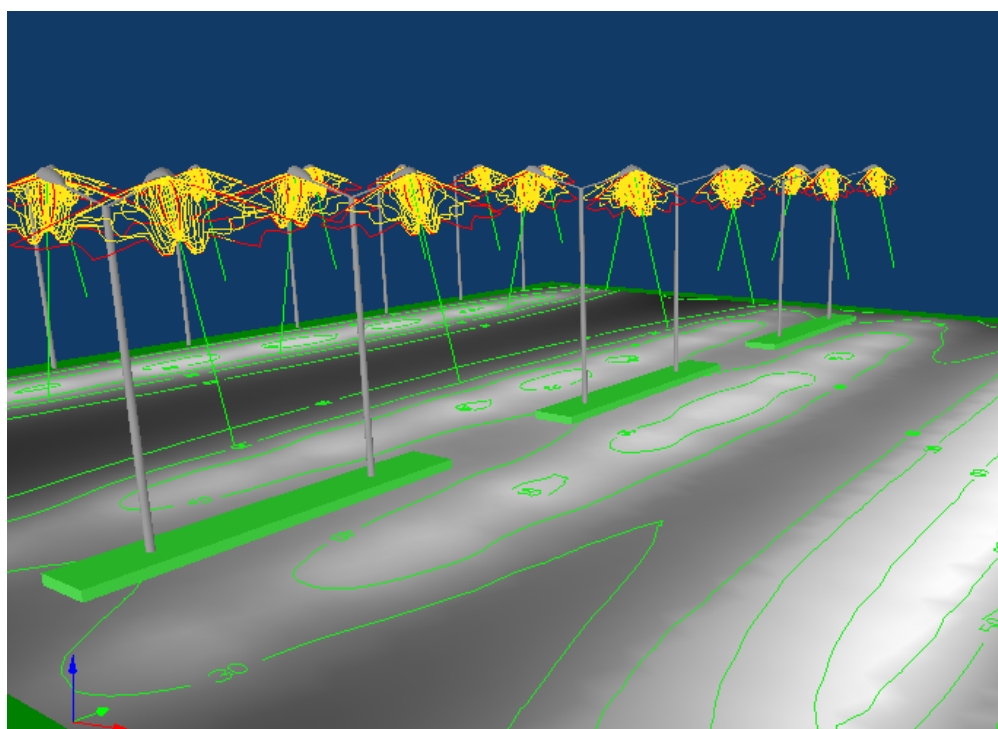


Рисунок 10.2 – Освещенность и яркость светодиодных светильников  
(парковка автомобилей)

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе выполнено электроснабжение III дачного массива п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ», из двух вариантов схем электроснабжения 0,4 кВ дачного массива на основании технико-экономического сравнения вариантов выбрана наиболее экономически эффективная и целесообразная схема.

Рассчитано и выбрано основное рабочее и защитное оборудование сети, определено оптимальное месторасположение трансформаторных подстанций, их конструктивное исполнение.

Выполнен анализ качества напряжения, который показал, что отклонения напряжения лежат в допустимых пределах и соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013.

Таким образом, в результате проектирования решены все задачи, поставленные перед началом работы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. – 4-е издание, перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2012. – 639 с.
2. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2014. – 252 с.
3. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 576 с.
4. Веников, В.А. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: Москва. - Энергоатомиздат, 2013.- 434 с.
5. Горфинкель, В.Я. Экономика предприятия: Учебник для вузов / В.Я. Горфинкель, Е.М. Купряков, В.П. Прасолова и др.; Под ред. проф. В.Я. Горфинкеля, проф. Е.М. Купрякова. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 2014. - 367с.
6. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение»: учеб. пособие/ Л.Л.Латушкина, А.Д. Макаревич, А.С. Торопов, А.Н. Туликов. – Абакан: Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. Ред. – изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2013. – 232с.
7. Ермилов, А. А. Проектирование промышленных электрических сетей. – 2-е изд., перераб. и доп. А. А. Ермилов, В. С. Иванов, Ю. В. Крупович : Под ред. В. И. Круповича. – М.: Энергия, 2014. – 328 с.
8. Зайцев, Н.Л. Экономика промышленного предприятия: Учебник; 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2013. – 336с.
9. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – 287с.
10. Козловская, В.Б. Электрическое освещение: Справочник. // В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск.: Техноперспектива, 2015. – 253 с.

11. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий Учебник для студентов высших учебных заведений / – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2013. – 672 с.

12. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : Учеб. для учащихся электротехн. специальностей средних спец. учебн. Заведений / Б. Ю. Липкин. 4-е. изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2012. – 366 с.

13. Любушин, Н.П., Лещева В.Б., Дьякова В.Г. Анализ финансово - экономической деятельности предприятия: Учеб. пособие для вузов / Под ред. проф. Н.П. Любушина. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2014. - 471с.

14. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации "Охрана окружающей среды". – Москва, 2008г. – режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/3109389/>

15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание. Главы 1.1-1.2, 1.7-1.9, 2.4-2.5, 4.1-4.2, 7.1-7.2, 7.5-7.6, 7.10, раздел 6. – М.: Ростехнадзор, 2010. – 411 с.

16. Приказ ФСТ России от 10.10.2014 N 225-э/1 "О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2016 год" (Зарегистрировано в Минюсте России 28.10.2014 N 34488) [Электронный ресурс]. Приложение N 4 к приказу Федеральной службы по тарифам от 10 октября 2014 г. N 225-э/1// Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

17. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 131 с.

18. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2008. – 27 с.

19. Солдаткина, Л.А. Электрические системы и сети. М.: Энергия, 1978. - 216 с.

20. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий; дата введ. 01.01.2004. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2014. – 65 с.

21. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под редакцией Д.Л. Файбисовича. – Москва: Изд-во НЦЭНАС, 2012. – 320 с.

22. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова. – Москва : Энергоатомиздат, 2014. – Т.2. – 592 с.

23. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова. – Москва : Энергоатомиздат, 2014. – Т.1. – 568 с.

24. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация. 2-е изд. перераб. и доп./ Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 2015. – 624 с.

25. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Промышленные электрические сети. 2-е изд. перераб. и доп./ Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 2016. – 576 с.

26. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов/ А.А. Федоров, Л.Е. Старкова – Москва: Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.



Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Используемые в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в \_\_\_\_1\_\_\_\_ экземпляре.

Библиография \_\_\_\_26\_\_\_\_ наименования.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Балакин А.С.  
(ФИО)